



FH-Mittweida

Diplomarbeit

**Ganzjährliche Energieversorgung der
Klimatisierungsaggregate über eine
Photovoltaik Anlage**

Herr Markus Konrad
27.08.2014

Fakultät Maschinenbau

DIPLOMARBEIT

Ganzjährliche Energieversorgung der Klimatisierungsaggregate über eine Photovoltaik Anlage

Autor:

Herr Markus Konrad

Studiengang:

Gebäudetechnik

Seminargruppe:

KM10wGGA-F

Erstprüfer:

Prof. Dr.-Ing. Gerhard Gebhardt

Zweitprüfer:

Dipl.-Ing. Dr. techn. Bernhard Psonder

Einreichung:

Mittweida, 01.09.2014

Verteidigung/Bewertung:

Mittweida, 26.09.2014

Bibliografische Beschreibung:

Konrad, Markus:

Ganzjährige Energieversorgung der Klimatisierungsaggregate über eine Photovoltaik Anlage, 77 Seiten, 40 Abbildungen, 5 Tabellen, 5 Anlagen

Hochschule Mittweida, Fakultät Maschinenbau, Fachrichtung Gebäudetechnik, Diplomarbeit, 2014

Referat:

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Konzeption und Planung einer Photovoltaik Anlage. Das Hauptziel ist, dass die Klimatisierungsaggregate des betreffenden Gebäudes, mittels der geplanten Photovoltaikanlage über das gesamte Jahr mit elektrischer Energie versorgt werden. Wesentlicher Punkt hierbei ist, dass die Umsetzung dieser Anlage den realen Umständen entspricht und stets aus dem wirtschaftlichen Blickwinkel betrachtet wird, wodurch eine Realisierung der geplanten Anlage möglich und sinnvoll wird.

Inhalt

Inhalt	I
Abbildungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
Vorwort	VIII
1 Einleitung	1
2 Allgemeines KNAPP AG	2
3 Konzern- und Entwicklungszentrale	3
3.1 Technische Beschreibung der KEZ	4
3.1.1 Grundlagen	4
3.1.1.1 Außenluftkondition:	4
3.1.1.2 Raumlufzustände:	4
3.1.2 Klima- bzw. Kälteanlagen	4
3.1.2.1 Allgemeines:	4
3.1.2.2 Anlagenbeschreibung Klimakaltwassererzeugung	5
4 Physikalische Grundlagen	6
4.1 Funktionsweise der Photovoltaikzelle	6
4.2 Dotierung des Siliziums	7
4.3 p-n-Übergang	8
4.4 Elektronenfluss durch Sonnenlicht	9
5 Solare Strahlung im Erde System	10
5.1 Das Sonnenspektrum	10
5.2 Absorption an der Atmosphäre	11
5.3 Einstrahlung in Abhängigkeit des Sonnenstandes	13
5.4 Globale Strahlungsbilanz	15
6 Grobplanung	17
6.1 Stromverbrauchsdaten	17
6.1.1 Auswertung der Stromverbräuche	17

6.2	<i>Energieverbräuche Kältemaschinen</i>	20
6.3	<i>PV-Auslegung</i>	22
6.3.1	Ausrichtung der Anlage	22
6.3.2	Berechnung der benötigten PV-Modulfläche	23
6.4	<i>Nutzbare Dachflächen</i>	25
6.4.1	Ermittlung der Schattenflächen	25
6.4.1.1	Berechnung des Sonnenhöhenwinkels:	25
6.4.1.2	Verschattungsflächen des Gebäudes:	27
6.4.1.2.1	Attika	27
6.4.1.2.2	Glaspyramiden:	27
6.4.1.2.3	Technikzentrale:	28
6.4.1.2.4	Rückkühler	30
6.4.1.2.5	Liftschacht	30
6.4.1.2.6	Kondensator Serverraum	32
6.4.1.2.7	Treppenhaus	33
6.4.2	Ermittlung der nutzbaren Fläche:	33
6.5	<i>Positionierung der PV-Module</i>	34
6.5.1	Positionierung unter optimaler Südausrichtung	34
6.5.1.1	Berechnung des horizontalen Modulabstandes:	35
6.5.1.2	Leistungsberechnung:	36
6.5.2	Positionierung maximale Leistung:	37
6.5.2.1	Berechnung des horizontalen Modulabstandes	37
6.5.2.2	Leistungsberechnung:	38
6.6	<i>Entscheidung über Positionierungsvariante</i>	39
7	Detailplanung	40
7.1	<i>Positionierung der PV-Module</i>	40
7.1.1	Berechnung des horizontalen Modulabstandes	40
7.1.2	Einschränkung durch Arbeitsschutzbestimmung	42
7.1.2.1	Positionierung Südseite der Rückkühler	42
7.1.2.2	Positionierung auf der Technikzentrale	42
7.1.3	Leistungsberechnung	42
7.2	<i>Verschaltung der PV-Module</i>	43
7.2.1	Verschaltungsvarianten	43
7.2.1.1	Parallele Verschaltung	44
7.2.1.2	Serielle Verschaltung	45
7.2.1.3	Entscheidung über verschaltungsvariante	45
7.2.2	Gruppierungsvarianten	46
7.2.2.1	Ermittlung des Verschattungsanteils	46
7.2.3	Gruppierung der Strings	46
7.3	<i>Auswahl Anlagenkomponenten</i>	48
7.3.1	PV-Solarmodul	48

7.3.1.1	Monokristallines Silizium	48
7.3.1.2	Polykristallines Silizium	49
7.3.1.3	Entscheidung	50
7.3.2	Gleichstrom Hauptschalter	50
7.3.3	Inverter	50
7.3.3.1	Auslegung des Inverters.....	50
7.3.3.1.1	Ermittlung der Grenzspannungen des Moduls	50
7.3.3.1.2	Auswahl der Inverter	51
7.3.3.1.3	Ermittlung und Überprüfung des Spannungsbereiches.....	52
7.3.3.1.4	Überprüfung Stromgrenzen.....	53
7.3.3.2	Wirkungsgrad	54
7.3.3.3	Positionierung des Inverters.....	54
7.3.4	Endgültige Gruppierung der Strings	55
8	Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	56
8.1	<i>Investitionskosten der Anlage</i>	<i>56</i>
8.1.1	Kosten für Anlagenkomponenten	56
8.1.1.1	Kosten für PV-Module	56
8.1.1.2	Kosten für Inverter.....	57
8.1.1.3	Kosten für Aufständering.....	57
8.1.2	Kosten für Montage und Inbetriebnahme	57
8.1.3	Investitionskosten Gesamt	57
8.2	<i>Jährliche Stromkostenersparnis.....</i>	<i>58</i>
8.2.1	Jährliche Leistungsberechnung.....	58
8.2.2	Strompreiskalkulation.....	59
8.2.3	Stromkostenersparnis	60
8.3	<i>Berechnung der Amortisationszeit</i>	<i>61</i>
9	Zusammenfassung.....	62
9.1	<i>Ergebnisse</i>	<i>62</i>
9.2	<i>Fazit</i>	<i>62</i>
Anlagen	64
<i>Anlage A: Schattenverläufe der Technikzentrale</i>	<i>64</i>	
<i>Anlage B: Schattenverläufe der Rückkühler</i>	<i>67</i>	
<i>Anlage C: Datenblatt Monokristallines PV-Modul</i>	<i>70</i>	
<i>Anlage D: Datenblatt Polykristallines PV-Modul</i>	<i>72</i>	
<i>Anlage E: Datenblätter Inverter.....</i>	<i>74</i>	
Literatur	78
Erklärung.....	80	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Architektur KEZ	3
Abbildung 3-4-1: p-dotiertes Silizium [1].....	7
Abbildung 3-4-2: n-dotiertes Silizium [2].....	7
Abbildung 3-4-3: p-n-Übergang [3].....	8
Abbildung 3-4-4: Funktionsweise von Photovoltaikzellen [4].....	9
Abbildung 4-5-1: Strahlungsspektrum der Sonne [5].....	11
Abbildung 4-5-2: mittlere jährliche Globalstrahlung Österreich [7]	13
Abbildung 4-5-3: Sonneneinstrahlung in Abhängigkeit der Jahreszeiten [8]	13
Abbildung 4-5-4: Neigung der Erde im jahreszeitlichen Verlauf [9]	14
Abbildung 4-5-5: Summe Strahlungsenergie im jahreszeitlichen Verlauf [6]...	15
Abbildung 4-5-6: Globale Strahlungsbilanz der Erde [10]	15
Abbildung 6-1: Lastgang KNAPP AG [12]	17
Abbildung 6-2: wöchentlicher Lastgang KNAPP AG [12]	18
Abbildung 6-3: Stromverbrauch KNAPP AG 2012 [12]	18
Abbildung 6-4: Stromverbrauch KEZ 2012 [12].....	19
Abbildung 6-5: Jahresstromverbrauch 2012 Kältemaschine K01	21
Abbildung 6-6: Jahresstromverbrauch 2012 Kältemaschine K02.....	21
Abbildung 6-7: Jahresstromverbrauch 2012 Kältemaschinen Gesamt.....	22
Abbildung 6-8: PV-Anlage mit Solarnachführung [13]	23
Abbildung 6-9: : jährliche Globalstrahlung Österreich [7]	24
Abbildung 6-10: Sonnenhöhenwinkel [14].....	25
Abbildung 6-11: Jahresverlauf Sonnenhöhenwinkel und Azimutwinkel [14].....	26
Abbildung 6-12: Schattenfläche Attika	27
Abbildung 6-13: Schattenfläche Glaspypamide	27
Abbildung 6-14: Zusammenhang Sonnenhöhenwinkel und Schattenlänge	28
Abbildung 6-15: Schattenfläche Liftschacht West	31
Abbildung 6-16: Schattenfläche Liftschacht Ost.....	32
Abbildung 6-17: Position Kondensator Serverraum	32
Abbildung 6-18: Position Treppenhaus	33
Abbildung 6-19: Einstrahlungsscheibe Sonnenenergie. [15].....	34
Abbildung 6-20: Horizontaler Modulabstand Südausrichtung	35
Abbildung 6-21: Horizontaler Modulabstand Gebäudeausrichtung	38
Abbildung 7-1: Horizontaler Modulabstand 15° Modulneigung	40
Abbildung 7-2: Horizontaler Modulabstand bei 15° Modulneigung.....	41

Abbildung 7-3: Steigerung der Stromstärke bei paralleler Verschaltung [16] ...	44
Abbildung 7-4: Parallele Verschaltung [16].....	44
Abbildung 7-5: Summierung der Spannung bei serieller Verschaltung [16].....	45
Abbildung 7-6: Serielle Verschaltung [16].....	45
Abbildung 8-1: Stromkostenersparnis - Investitionskosten Diagramm.....	61

Abkürzungsverzeichnis

FH	-	Fachhochschule
PV	-	Photovoltaik
KEZ	-	Konzern- und Entwicklungszentrale
AG	-	Aktiengesellschaft
OG	-	Obergeschoss
DG	-	Dachgeschoss
UV	-	Ultraviolett
K01	-	Kältemaschine 1
K02	-	Kältemaschine 2
Fa	-	Firma

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Werte der Albedo A [6]	12
Tabelle 6-1: Stromverbrauch 2012 der Kältemaschinen K01 und K02	20
Tabelle 6-2: Schattenlänge Technikzentrale Sommersonnenwende.....	29
Tabelle 6-3: Schattenlänge Technikzentrale Tag- und Nachtgleiche.....	29
Tabelle 6-4: Schattenlänge Technikzentrale Wintersonnenwende	29

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Jahr 2014, im Rahmen meines Studiums Maschinenbau, mit der Vertiefung im Zweig Gebäudetechnik an der FH-Mittweida.

Die Thematik dieser Diplomarbeit ging aus einem Gespräch mit meinem direkten Ansprechpartner Herrn Ing. Lang Armin hervor. Ein Thema mit erneuerbaren Energien behandeln zu dürfen, war für mich nicht nur ein Mittel zum Zweck, sondern auch eine Herzensangelegenheit, da mir persönlich sehr viel an der Umwelt und Naturvielfalt unseres Planeten liegt. Eines ist natürlich selbstverständlich, dass durch diese Arbeit nicht alle Umweltprobleme beseitigt werden können, aber es ist zumindest ein kleiner Schritt in die richtige Richtung, unsere Natur zu schützen und zu bewahren.

Nachhaltigkeit ist der Firma KNAPP ebenfalls ein hohes Anliegen und somit, war diese Diplomarbeit von beiden Seiten eine sinnvolle und zukunftsorientierte Arbeit. Um eine tatsächliche Realisierung dieser PV-Anlage zu forcieren, werde ich mich natürlich auch nach der Fertigstellung dieser Arbeit dafür einsetzen.

An dieser Stelle möchte ich mich recht herzlich bei...

...meinem direkten Ansprechpartner Herrn Ing. Armin Lang bedanken, der mir stets seine Unterstützung bei dieser Arbeit versicherte und mit seiner ebenfalls sehr nachhaltigen Denkweise, immer die Wichtigkeit dieser Arbeit bekundete.

...meinem Betreuer, Herrn Dipl.-Ing. Dr. techn. Bernhard Psonder, der mir das Schreiben dieser Diplomarbeit, seitens der Firma KNAPP, ermöglichte.

... Herrn Karl Heinz Weinzerl, der mir mit viel Rat während meiner Schreibphase zur Seite stand und mir oftmals neue zu berücksichtigende Aspekte aufzeigte, wodurch diese Diplomarbeit vieles an der möglichen realen Umsetzung gewann.

1 Einleitung

Im Allgemeinen befasst sich diese Arbeit mit der Gewinnung von elektrischer Energie durch die solare Einstrahlung, sprich mittels einer Photovoltaik Anlage. Die explizite Zielsetzung ist es, die von dem betroffenen Bürogebäude, der Konzern- und Entwicklungszentrale der KNAPP AG, benötigte elektrische Energie für die Kühlung des Kältemittels, welches für die Klimatisierung der einzelnen Büros benötigt wird, durch eine PV-Anlage am Dach des Gebäudes während des gesamten Jahres zur Verfügung zu stellen. Diese Wahl, beziehungsweise Detaillierung, ist aufgrund der ähnlichen Jahresstromverläufe von einer Klimatisierungsanlage und PV-Anlage sinnvoll. Bei der Behandlung dieser Thematik darf der wirtschaftliche Aspekt niemals vernachlässigt werden, da die tatsächliche Realisierung dieser Anlage das Ziel der KNAPP AG sein soll.

Die größten Problemstellungen, bei der Auslegung der PV-Anlage, sind das geringe Platzangebot am Dach der KEZ, die vielen Störkonturen am Dach, wodurch ein zielgerichtetes Verschattungsmanagement unumgänglich ist, sowie die Wirtschaftlichkeit der Anlage in allen Entscheidungen zu berücksichtigen.

Um diese Anlage den Anforderungen entsprechend planen zu können, ist es notwendig die Stromverläufe sowie die Schattenverläufe über das gesamte Jahr korrekt zu analysieren, siehe Kapitel 6. Ein wichtiger Punkt, durch welchen der Wirkungsgrad der Anlage erheblich beeinflusst wird, ist die Ausrichtung der einzelnen PV-Module. Diese wurde ebenfalls im Kapitel 6 detailliert geplant und analysiert. Die tatsächliche Realisierung dieser Anlage wird in Kapitel 7 behandelt.

Um schlussendlich über die tatsächliche Sinnhaftigkeit, sowie Wirtschaftlichkeit dieser Anlage entscheiden zu können, wird in Kapitel 8 eine vollständige Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt.

2 Allgemeines KNAPP AG

Gegründet 1952 in Graz, beschäftigt die KNAPP AG heute 2000 Mitarbeiter, wobei rund 1400 davon im Headquarter in Hart bei Graz tätig sind. Daneben verfügt die KNAPP AG über ein globales Netzwerk von Unternehmensstandorten, von Sydney bis Buenos Aires. Die KNAPP AG versteht sich als internationales Unternehmen mit steirischen Wurzeln und hat im Jahr 2010 mit der Eröffnung der neuen Konzern- und Entwicklungszentrale ein klares Bekenntnis zum Standort Österreich abgelegt.

Fixer Bestandteil der Unternehmensstrategie ist das Streben nach ständiger Weiterentwicklung und die Forschung. Die KNAPP AG hat sich zum Ziel gesetzt, die Optimierung aller Geschäftsbereiche, sowie die laufende Erweiterung des Dienstleistungs- und Lösungsportfolios konsequent voranzutreiben.

Im Bereich Innovation und Entwicklung, schafft KNAPP Platz für neue Ideen und geht bei der Produktentwicklung immer wieder neue Wege. Ziel ist es, neue Standards in diesem Bereich zu setzen, um den Kunden immer die bestmögliche Lösung anbieten zu können.

Die KNAPP AG setzt auf das innovative Potenzial ihrer Mitarbeiter, die durch Schulungen und Weiterbildungen zielgerichtet gefördert werden, sowie auf die starke Zusammenarbeit mit technischen Forschungs- und Bildungseinrichtungen, wie zum Beispiel der Technischen Universität Graz. Der Mut, neue Wege zu beschreiten, Kreativität und offener Dialog prägen die Entwicklungen von KNAPP.

3 Konzern- und Entwicklungszentrale

Aufgrund des im letzten Jahrzehnt enorm gestiegenen Mitarbeiterstandes, war die Fa. KNAPP gezwungen neue Büroräume zu schaffen. So wurde 2009, am Firmenhauptsitz in Hart bei Graz, eine neue Konzern- und Entwicklungszentrale, mit einer Gesamtfläche von 11.000m², errichtet, in welcher bis zu 700 Mitarbeiter einen neuen Arbeitsplatz vorfinden. Das Gebäude besteht aus dem Kellergeschoss in dem Technik-, Archiv-, Elektro-, und Lagerräume vorgesehen sind, beziehungsweise aus dem Erdgeschoss, in welchem der Empfangs- und Eingangsbereich, Besprechungs- und Sitzungsräume untergebracht sind.

In den Geschossen 1. OG bis 5. OG sind Großraumbüros vorgesehen. Im 6. OG werden Einzelbüros vorgesehen, in welchem die Geschäftsleitung situiert ist.

Über dem 6. OG beziehungsweise am Dach des Gebäudes ist eine Technikzentrale für die Lüftungs- sowie Kälteanlage platziert.

Die gesamte Ausführung beziehungsweise Situierung der haustechnischen Anlagenteile wurde so geplant, dass nachträgliche Raumteilungen in einem Raster von 2,7 x 2,7m möglich sind.



Abbildung 3-1: Architektur KEZ

3.1 Technische Beschreibung der KEZ

3.1.1 Grundlagen

Für die Dimensionierung, der haustechnischen Komponenten, sind folgende Parameter zugrunde gelegt.

3.1.1.1 Außenluftkondition:

Winter:	Außenlufttemperatur:	-12 °C
---------	----------------------	--------

	Relative Feuchte:	90%
--	-------------------	-----

Sommer:	Außenlufttemperatur:	+32 °C
---------	----------------------	--------

	Relative Feuchte:	40%
--	-------------------	-----

3.1.1.2 Raumlufzustände:

Die Raumlufttemperatur, in den klimatisierten Bereichen, wird im Sommer gleitend in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt.

In klimatisierten Räumen stellen sich Raumtemperaturen, im Aufenthaltsbereich von ca. 25 °C bei einer Außentemperatur von 32 °C (+- 1,5K Toleranz) ein.

In den Wintermonaten werden die Büro- und Nebenräume auf eine Raumtemperatur von 20 – 22 °C beheizt.

Des Weiteren wird die Zuluft befeuchtet, um die laut Arbeitnehmerschutzverordnung vorgegebenen Werte, einhalten zu können.

3.1.2 Klima- bzw. Kälteanlagen

3.1.2.1 Allgemeines:

Die Klimatisierung der Büroräume erfolgt über ein Kühldeckensystem, bzw. über die Lüftungsanlage. Bei Räumen mit außergewöhnlich hohen internen Lasten, wie zum Beispiel Besprechungsräumen, werden zusätzlich Umluftklimageräte installiert, um die Temperatur auf den vorgegebenen Temperaturen halten zu können.

Die Regelung der Kühldecken erfolgt über Raumtemperaturfühler in den jeweiligen Zonen, wobei jedes Geschoss in 10 Zonen unterteilt ist. Die Zulufttemperatur, der Lüftungsanlage, wird auf Grund der Ablufttemperatur, dem vorgegebenen Sollwert angepasst.

Der Kühlleistungsbedarf beträgt:

Lüftungsanlagen:	528 kW
<u>Kühldecke und Kühler:</u>	<u>540 kW</u>
Summe:	1068 kW

3.1.2.2 Anlagenbeschreibung Klimakaltwassererzeugung

Für die Kaltwasserversorgung, der Klimainnenteile, ist ein wassergekühlter Kompaktkaltwassersatz, mit einer Kälteleistung von 513 kW und ein luftgekühlter Kaltwassersatz, mit einer Leistung von 508 kW, welcher in den Wintermonaten auch als Wärmepumpe betrieben wird, installiert.

Die Kompensation der Leistungsschwankungen wird durch einen Pufferspeicher, mit einem Volumen von 1500l, und der Regelung des Kaltwassersatzes, welcher mit 6 Leistungsstufen ausgeführt ist, ausgeglichen.

Als Kältemittel wird R134A eingesetzt. Die Füllmenge des Kältemittelkreislaufes beträgt 51kg beziehungsweise 125kg.

Der Primärkreislauf wird mit einem Temperaturniveau von +6/+12 °C betrieben und von den beiden Kaltwassersätzen bereitgestellt.

Über die am Verteiler aufgebauten Regelgruppen werden die Lüftungsanlagen 6/12 °C beziehungsweise die Kühldecken 16/19 °C mit dem Kühlmedium, welches zu 100% aus Wasser besteht, versorgt. Die Klimatisierung der Räume ist grundsätzlich nur in den Bürozeiten notwendig.

4 Physikalische Grundlagen

Die Grundfunktion von Photovoltaikzellen liegt darin, die solare Einstrahlung durch die Sonne, in elektrische Energie umzuwandeln. Wie dies funktioniert, wird im folgenden Kapitel erklärt und dargestellt.

4.1 Funktionsweise der Photovoltaikzelle

Solarzellen bestehen grundsätzlich lediglich aus unterschiedlichen Halbleitermaterialien, wobei man unter Halbleitern Stoffe bezeichnet, welche unter Zufuhr von Licht oder Wärme elektrisch leitfähig werden. Bei tiefen Temperaturen hingegen, wirken diese Materialien isolierend

Der Großteil aller Solarzellen, sprich ungefähr 95%, sind aus dem Halbleitermaterial Silizium hergestellt. Der größte Vorteil von Silizium liegt darin, dass es als zweithäufigstes Element in der Erdkruste vorkommt und somit in ausreichenden Mengen vorhanden ist. Des Weiteren gibt es noch den erheblichen Vorteil, dass die Verarbeitung von Silizium umweltverträglich ist, auch wenn es enorme Mengen an Energie beansprucht.

Zur Herstellung einer Solarzelle wird das Halbleitermaterial "dotiert". Damit ist das definierte Einbringen von chemischen Elementen gemeint, mit denen man entweder einen positiven Ladungsträgerüberschuss (p-leitende Halbleiterschicht), oder einen negativen Ladungsträgerüberschuss (n-leitende Halbleiterschicht) im Halbleitermaterial erzielt.

4.2 Dotierung des Siliziums

Die Dotierung wird bei Silizium, welches 4 Valenzelektronen auf der Außenschale besitzt, durch Elemente der dritten und fünften Hauptgruppe vorgenommen. Bei Dotierung des Siliziums, mit einem Element aus der dritten Hauptgruppe, wie zum Beispiel Bor oder Aluminium, erhält man p-dotiertes Silizium. Solche Elemente besitzen nur drei Valenzelektronen. Jedes dotierende Atom nimmt ein zusätzliches Elektron aus dem Silizium Gitter auf. Dadurch entsteht ein Loch im Valenzband und das Material ist p-dotiert.

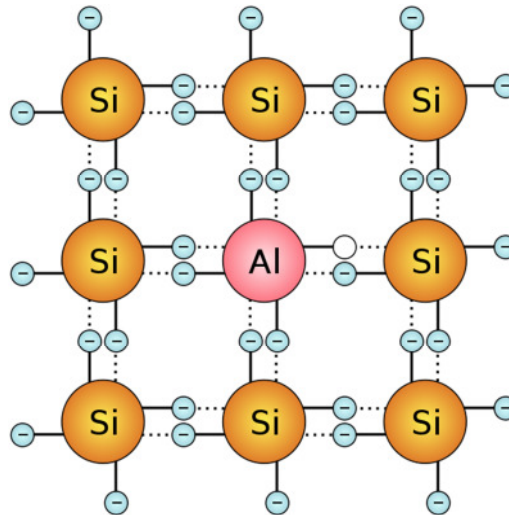


Abbildung 3-4-1: p-dotiertes Silizium [1]

Baut man in das Silizium ein fünfwertiges Element ein, ist das Silizium n-dotiert. Fünfwertige Elemente sind zum Beispiel Phosphor oder Antimon. Das fünfte Elektron wird nicht zur Bindung benötigt und ist nur schwach an das fünfwertige Element gebunden.

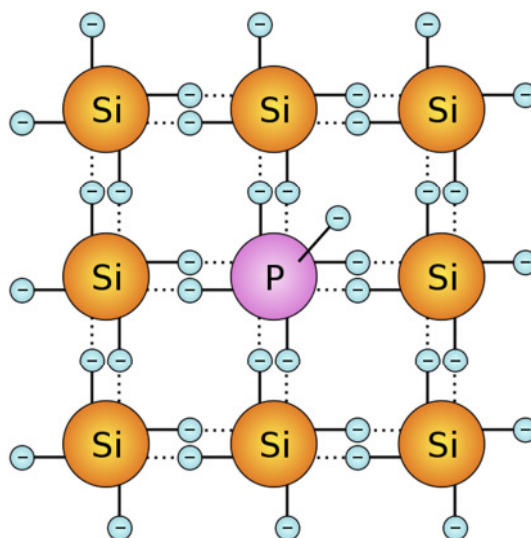


Abbildung 3-4-2: n-dotiertes Silizium [2]

4.3 p-n-Übergang

Als p-n-Übergang wird der Übergangsbereich zwischen einem n-dotierten und einem p-dotierten Halbleiterkristall bezeichnet, welcher ohne freie Ladungsträger ist, da die freien Elektronen des n-dotierten Halbleiterkristalls und die freien Löcher der p-dotierten Halbleiterkristalls im Bereich der Kontaktfläche rekombinieren. Das bedeutet, dass die Löcher von den freien Elektronen besetzt werden. Diese Ladungsträgerbewegung, auch Diffusion genannt, erfolgt durch ein Konzentrationsgefälle, da im p-Kristall nur sehr wenige Elektronen und im n-Kristall nur sehr wenige Löcher vorhanden sind, wandern die Majoritätsladungsträger (Elektronen im n-Kristall und Löcher im p-Kristall) in den jeweiligen anders dotierten Halbleiterkristall.

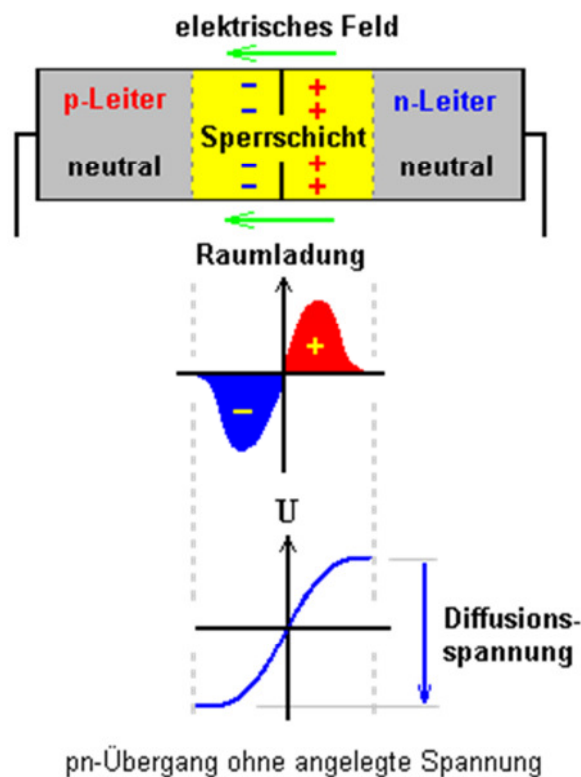


Abbildung 3-4-3: p-n-Übergang [3]

Da das dotierte Silizium in sich neutral ist, entstehen bei der Rekombination elektrisch geladene Felder. In der Raumladungszone des n-dotierten Siliziums entsteht eine positive Ladung, da sich die Löcher von der p-dotierten Seite hierher verschoben haben. Dasselbe Prozedere trägt sich in der Raumladungszone des p-dotierten Siliziums zu, mit dem Unterschied, dass hier die Ladung negativ ist, da sich die freien Elektronen der n-dotierten Seite mit den Löchern verbunden haben.

Ab einer bestimmten Höhe des Potentialgefälles kommt die Rekombination zu erliegen, da die Ladungsträger das entstandene elektrisch geladene Feld nicht mehr überwinden können. Es entsteht die sogenannte Sperrschicht. Bei Silicium liegt diese Grenze in etwa bei 0,7V.

4.4 Elektronenfluss durch Sonnenlicht

Da die n-Schicht, der Photovoltaikzelle, nur eine Dicke von ca. 0,0002mm aufweist, dringt das Sonnenlicht durch diese Schicht in die Raumladungszone ein und verursacht dort, dass sich Elektronen von ihren Löchern separieren. Die durch die Rekombination entstandene positive und negative Raumladungszone, verhindert, dass die nun wieder freien Elektronen und Löcher sofort wieder miteinander rekombinieren. So werden die Elektronen auf die Seite des n-dotierten Siliziums gezogen, da diese eine positive Raumladungszone hat.

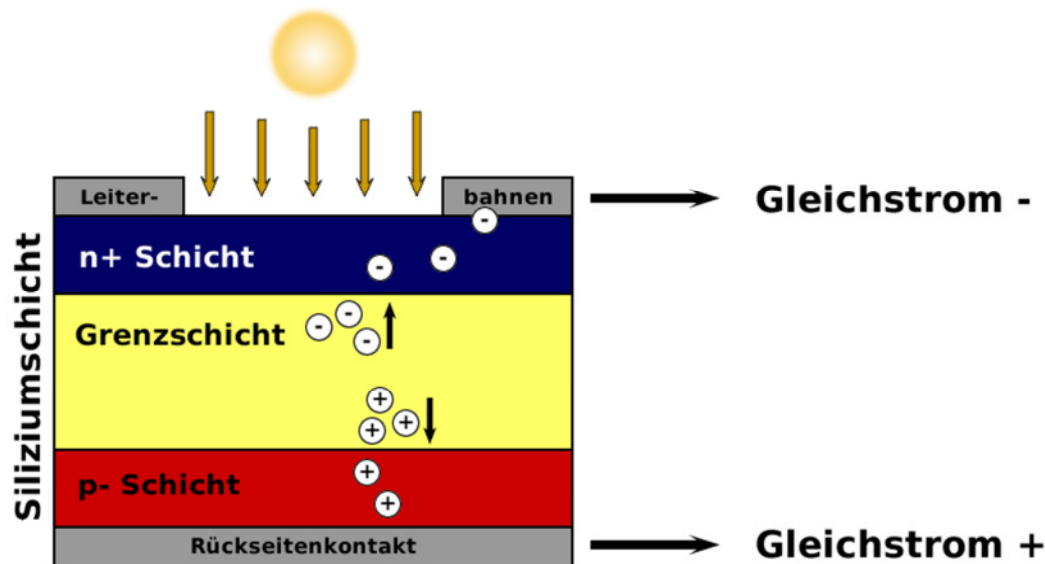


Abbildung 3-4-4: Funktionsweise von Photovoltaikzellen [4]

5 Solare Strahlung im Erde System

Sonnenstrahlung oder Solarstrahlung ist die von der Sonne ausgesandte Strahlung. Das elektromagnetische Spektrum der Sonne, hat die größte Intensität im Bereich des sichtbaren Lichts (Sonnenlicht). Abhängig von der Wellenlänge, wird die Sonnenstrahlung von der Atmosphäre mehr oder weniger stark absorbiert. Die an der Erdoberfläche eintreffende Intensität, hängt zudem stark von Wetter und Sonnenstand ab.

Meist nicht zur Sonnenstrahlung gerechnet, wird die neben der elektromagnetischen Strahlung, von der Sonne ebenfalls emittierte, massebehaftete Teilchenstrahlung. Diese besteht aus den geladenen Teilchen des Sonnenwinds und den Neutrinos, die bei der Kernfusion im Innern der Sonne entstehen

5.1 Das Sonnenspektrum

Unter dem Sonnenspektrum versteht man die gesamte, von der Sonne radial abgegebene, elektromagnetische Strahlung. Diese elektromagnetische Strahlung kann nach Wellenlänge, oder Wellenfrequenz unterschieden werden. Wobei diese sich in 3 große Gruppen einordnen lassen:

- Ultravioletter Spektralbereich, mit Wellenlängen unter $0,36 \mu\text{m}$ (UV-Strahlung)
- Sichtbares Licht zwischen $0,36$ und $0,76 \mu\text{m}$ (blau, grün, gelb, rot)
- Infraroter Spektralbereich oberhalb von $0,78 \mu\text{m}$

Im der folgenden Abbildung ist sehr deutlich zu erkennen, in welchem Bereich der Wellenlänge, die größte Intensität vorliegt.

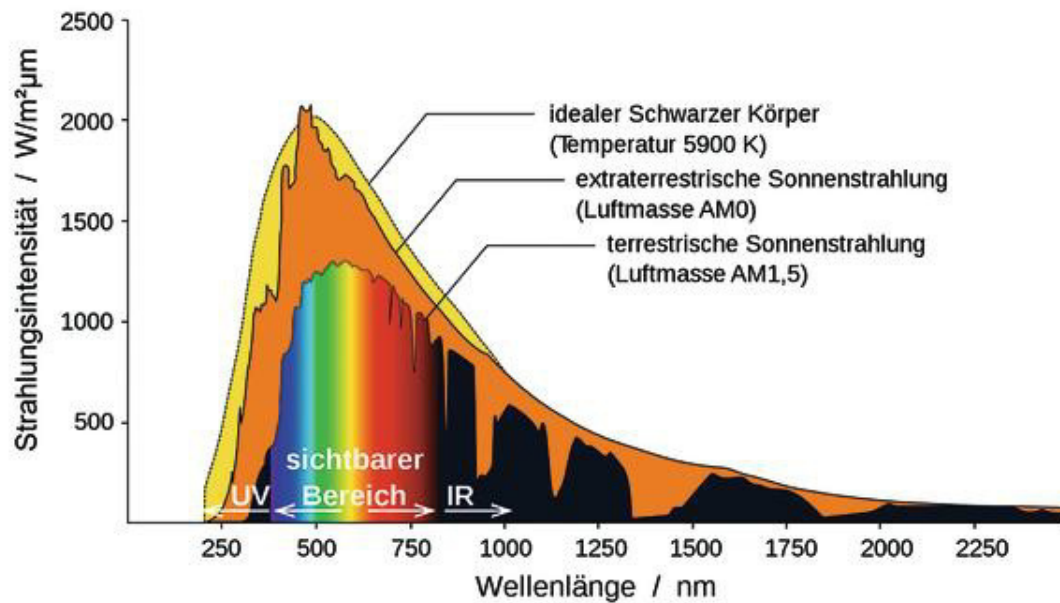


Abbildung 4-5-1: Strahlungsspektrum der Sonne [5]

5.2 Absorption an der Atmosphäre

Beim Durchgang der Sonnenstrahlung durch die Erdatmosphäre, kommt es infolge von Reflexion, Streuung und Absorption zur Verminderung der Strahlungsintensität. Die Reflexion bewirkt, dass ein Teil der auf einer Oberfläche auftreffenden Strahlung zurückgeworfen wird. Damit wird dieser Teil der Energie wieder abgeführt. Das Reflexionsvermögen, auch Albedo A genannt, ist vom Material und dessen Oberfläche abhängig.

Kurzwellige Albedo		Langwellige Albedo	
Neuschnee	75-95%	Polierte Metalle	98%
Wolken	60-90%	Blech	93%
Altschnee	40-70%	Aluminiumbronze	65%
Gletschereis	30-45%	Sand	10%
Dünensand	30-60%	Wolken	10%
Sandboden	15-40%	Ackerboden	8%
Ackerboden	7-17%	Wasser	4%
Tropischer Regenwald	10-12%	Rasen	1,5%
Laubwälder	15-20%	Schnee	0,5%
Nadelwälder	5-12%		
Wiesen, Weiden	12-30%		
Gärten, Weinberge	20-25%		
Beton	14-22%		
Tiefes Wasser bei -hochstehender Sonne -tiefstehender Sonne -streifender Sonne	3-10% Ca. 80% Bis 100%		
Polierte Metalle	Ca. 80%		

Tabelle 4-1: Werte der Albedo A [6]

Infolge der Streuung, beim Auftreffen auf feinverteilte Partikel, wird die Strahlung in verschiedene Richtungen umgelenkt. In der Erdatmosphäre erfolgt Streuung an Luftmolekülen, an atmosphärischen Verunreinigungen, wie Staub und Rauch, sowie an kondensiertem Wasserdampf. Bei der Absorption wird Strahlungsenergie von der Materie aufgenommen und in andere Energieformen, wie etwa Wärme, umgewandelt. In der Erdatmosphäre ist Absorptionswirkung von Wasserdampf, Kohlendioxid und Ozon von Bedeutung. Durch deren Wirkung wird das Spektrum, der an die Erdoberfläche gelangenden Strahlung, verändert. Nicht nur die kurzwellige Sonnenstrahlung, sondern auch die langwellige Strahlung unterliegt diesen Prozessen. Das Maß der Streuung und Absorption ist von der Dicke des Mediums, in diesem Fall der Lufthülle, abhängig. Ihr Einfluss ist daher in tieferen Lagen größer als in höheren Gebieten, etwa im Gebirge. Eindeutig zu erkennen in der folgenden Abbildung.

Mittlere jährliche Summe der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche

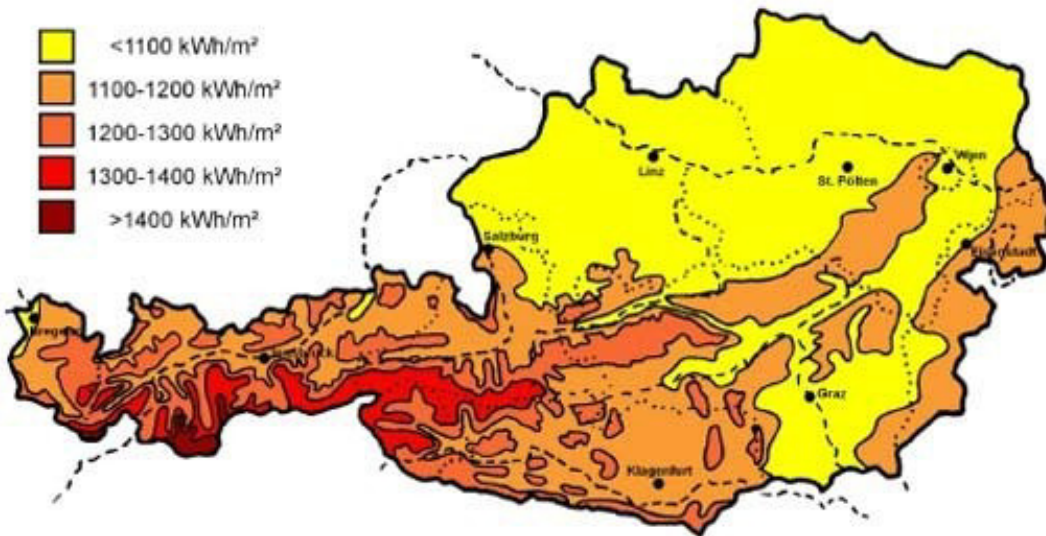


Abbildung 4-5-2: mittlere jährliche Globalstrahlung Österreich [7]

5.3 Einstrahlung in Abhängigkeit des Sonnenstandes

Der außerhalb der Erdatmosphäre auftretende Strahlungsstrom, auch als extraterrestrische Strahlung bezeichnet, ist nur geringen Schwankungen unterworfen. Aufgrund der elliptischen Bahn des Planeten Erde, um die Sonne und deren Lage in einem der beiden Brennpunkte, variiert der Abstand zwischen beiden Himmelskörpern geringfügig. Im Perihel, zur Wintersonnenwende ist der Abstand am kleinsten, wodurch der Betrag der Einstrahlung ein Maximum mit etwa 1400 W/m^2 aufweist. Im Aphel, zur Sommersonnenwende, ist dieser Betrag mit etwa 1310 W/m^2 am geringsten.

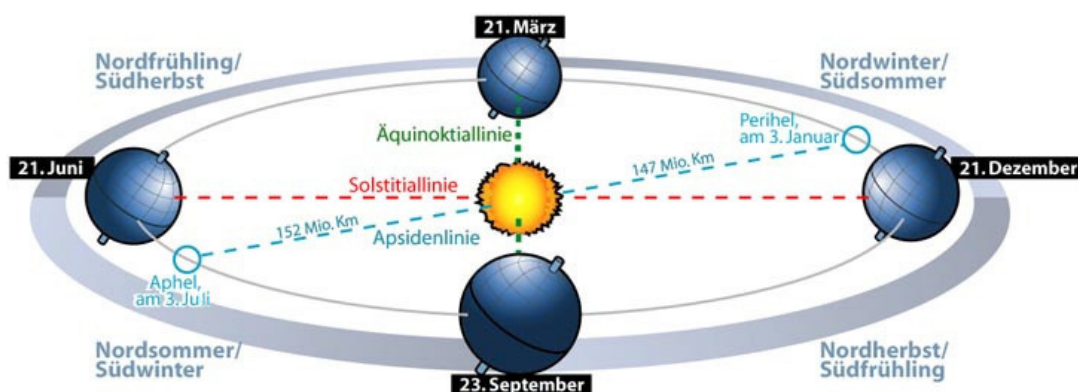


Abbildung 4-5-3: Sonneneinstrahlung in Abhängigkeit der Jahreszeiten [8]

Eine weit größere Bedeutung hat jedoch die Neigung der Erdachse, zur Ebene der Erdumlaufbahn in einem Winkel von etwa 66° . Dies ist die Ursache für die

großen Schwankungen der Einstrahlung, an einer bestimmten Tangentialfläche zur Erdatmosphäre, im jahreszeitlichen Verlauf.

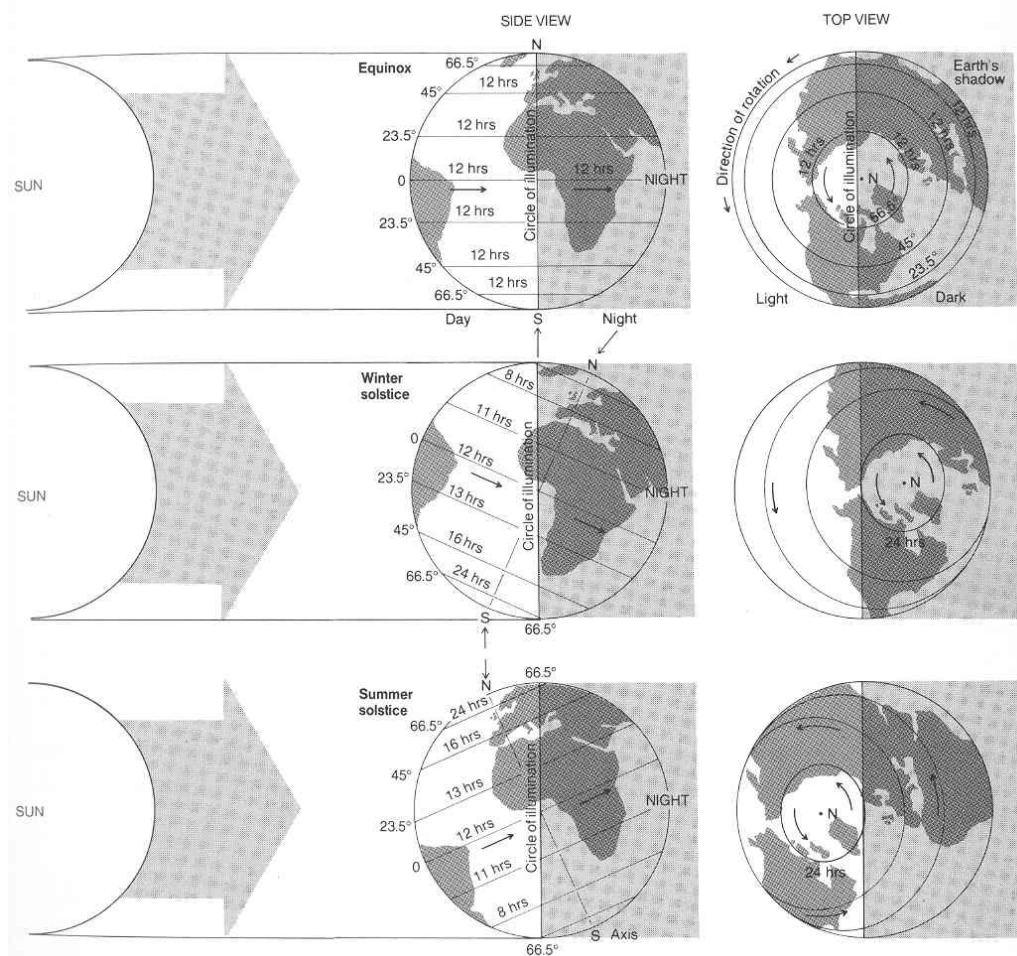


Abbildung 4-5-4: Neigung der Erde im jahreszeitlichen Verlauf [9]

Während des Winterhalbjahres, ist die Südhalbkugel mehr der Sonnenstrahlung exponiert, im Sommer ist es umgekehrt. Dementsprechend schwankt die Tagessumme der Sonneneinstrahlung. Es kommt zur Ausbildung der Jahreszeiten. Die an der Obergrenze der Erdatmosphäre ankommende Strahlung schwankt für 48° nördliche Breite, von $2,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ d})$ zur Wintersonnenwende, bis $12,0 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ d})$ zur Sommersonnenwende. Diese hohen Schwankungen, der Tagessummen der Strahlung, sind die Folge der verminderten Strahlungsintensität auf schräge Flächen einerseits, andererseits die Folge der verkürzten Tageslängen, die beide durch die Inklination der Erdachse verursacht werden. Am Äquator ist die Schwankung daher mit Werten zwischen $9,5$ und $10,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ d})$ sehr gering. An den Polen ist sie mit $0,0$ bis $13,0 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ d})$ am größten.

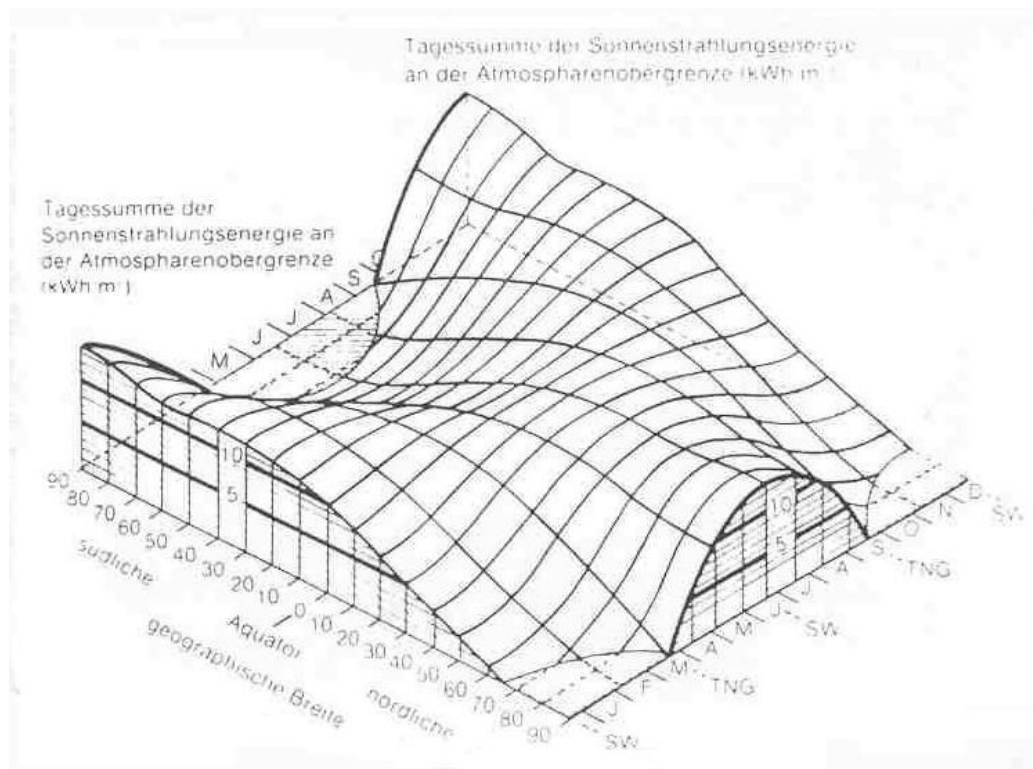


Abbildung 4-5-5: Summe Strahlungsenergie im jahreszeitlichen Verlauf [6]

5.4 Globale Strahlungsbilanz

Bei globaler Betrachtung von Sonneneinstrahlung an der Atmosphärenobergrenze sowie von Reflexion, Streuung und Absorption ergibt sich folgendes Bild

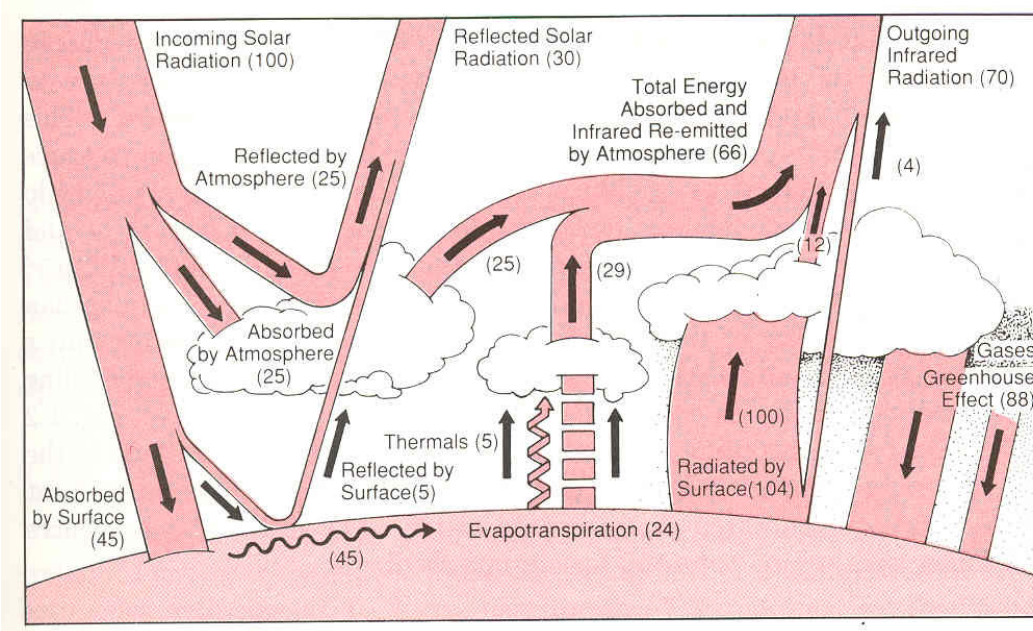


Abbildung 4-5-6: Globale Strahlungsbilanz der Erde [10]

„Etwa 30 Einheiten der in die Atmosphäre gelangenden kurzwelligen Sonnenstrahlung ($100 \text{ Einheiten} = 341 \text{ W/m}^2$) werden reflektiert. Reflexion erfolgt an der Wolkendecke zu etwa 25 Einheiten sowie an der Erdoberfläche zu etwa 5 Einheiten. 25 Strahlungseinheiten werden von der Wolkendecke absorbiert und die übrigen 45 von der Erdoberfläche. Der in der Erdatmosphäre verbleibende Anteil von 70 Einheiten der kurzwelligen Strahlung wird zu langwelliger Strahlung umgesetzt. Im Gleichgewichtszustand muss dieser Anteil vom System wieder abgegeben werden. Zusätzlich zu den 45 Einheiten aus kurzwelliger Strahlung erhält die Erdoberfläche einen Anteil von 88 Einheiten langwelliger Strahlung, die von der Wolkendecke beziehungsweise von den atmosphärischen Gasen emittiert wird. Bei einer mittleren Temperatur von 288 K ($= 15^\circ \text{C}$) werden von der Erdoberfläche 104 Einheiten abgegeben, sodass die verbleibenden 29 Einheiten zu einer Erwärmung führen. Diese wird durch die Abgabe von sensibler Energie (5 Einheiten) und latenter Energie (24 Einheiten) abgegeben. Die Bilanz der Erdoberfläche ergibt sich damit zu Null. Von der Wolkendecke werden 100 der 104 von der Erdoberfläche abgegebenen Einheiten absorbiert. In Summe ergeben sich aus der absorbierten kurzwelligen Strahlung (25 Einheiten), der absorbierten langwelligen Strahlung (104 Einheiten) und der Wärmezufuhr durch latente und sensible Energie (29 Einheiten) 154 Einheiten. Davon werden 66 aus dem System abgeführt und 88 Einheiten zur Erdoberfläche emittiert. Die Bilanz ergibt sich damit wieder zu Null. Der bis zur Erdoberfläche gelangende Anteil der kurzwelligen Strahlung wird als direkte Sonnenstrahlung bezeichnet. Der durch Reflexion und Streuung beeinflusste Anteil bildet die diffuse Himmelsstrahlung. Zusammengefasst spricht man von Globalstrahlung. Die von der Wolkendecke und den atmosphärischen Gasen ausgehende langwellige Strahlung ist die atmosphärische Gegenstrahlung.“^[11]

6 Grobplanung

6.1 Stromverbrauchsdaten

6.1.1 Auswertung der Stromverbräuche

Der Stromverbrauch am Standort Hart bei Graz betrug, für das Jahr 2011, 5,9GWh, davon fällt in etwa 1/3 auf die KEZ zurück. Aus dem Lastprofil ist deutlich der Basisverbrauch, von etwa 250kW, zu erkennen. Dieser Basisverbrauch entspricht jährlichen Stromkosten von 22.000EUR. Im Wochen-Lastprofil wird ersichtlich, dass der Basisstromverbrauch in der Nacht bei etwa 550kW liegt. Der Mehrverbrauch in den Wintermonaten wird auf den Einsatz von Dampfpflanzen und den vermehrten Beleuchtungsbedarf zurückgeführt.

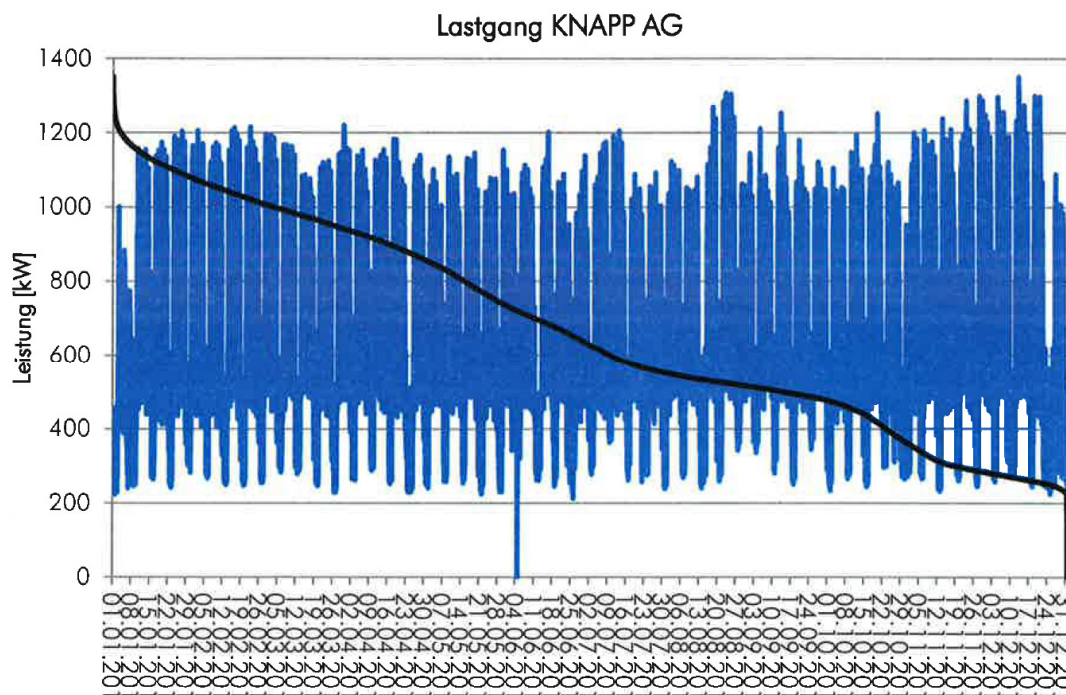


Abbildung 6-1: Lastgang KNAPP AG [12]

Das Wochen-Lastprofil zeigt, dass am Samstag im Büro fast genau so viel Leistung wie unter der Woche bezogen wird. Der Strombedarf wird durch die Luftbefeuchtung und die Technik verursacht, obwohl kaum jemand anwesend ist.

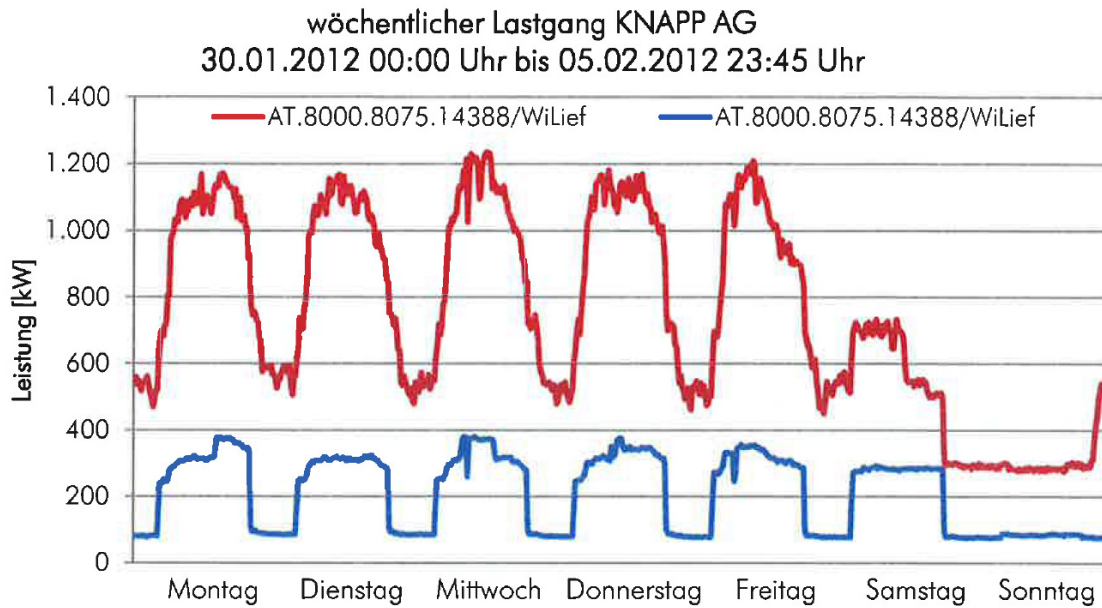


Abbildung 6-2: wöchentlicher Lastgang KNAPP AG [12]

Im folgenden Diagramm ist die Aufteilung des Stromverbrauches, des gesamten Standortes, auf die einzelnen Hallen und Bürogebäude dargestellt.

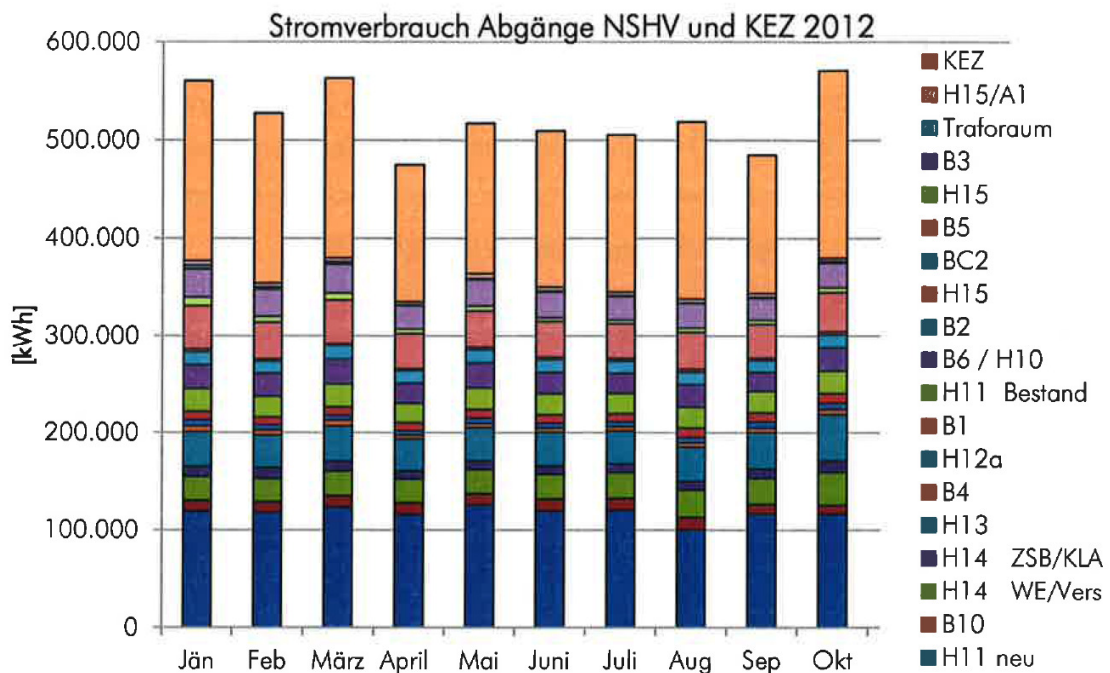


Abbildung 6-3: Stromverbrauch KNAPP AG 2012 [12]

Auffällig ist, dass die KEZ der größte Stromverbraucher ist, gefolgt von der Halle 11, in welcher die beiden Laserstanz- und kombinierten Lasermaschinen untergebracht sind. In der KEZ sind, die übers Jahr gesehen größten Verbraucher, die Steigleitung Ost, alle UV, die Technikzentrale DG und die

USV-Anlagen. Der Dampfbefeuchter und die Kälteanlagen sind saisonale Verbraucher. Dies wird im folgenden Diagramm klar dargestellt.

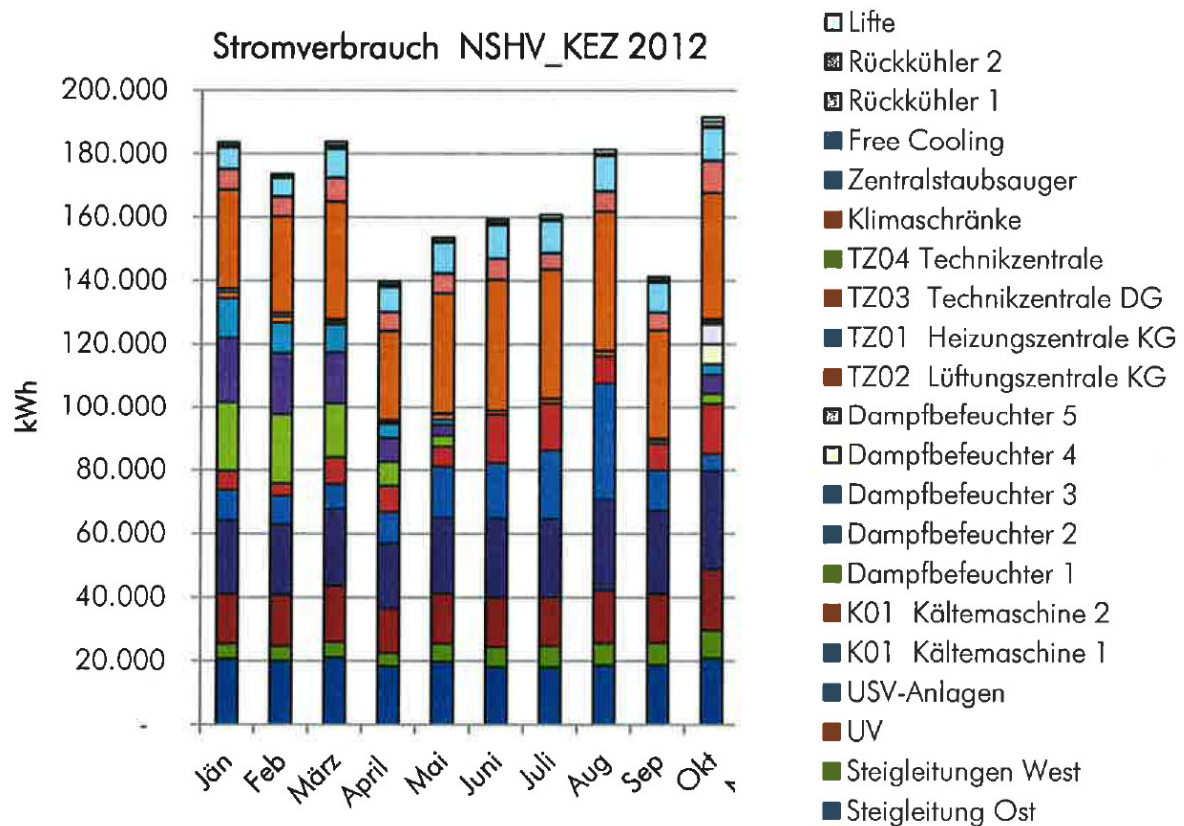


Abbildung 6-4: Stromverbrauch KEZ 2012 [12]

6.2 Energieverbräuche Kältemaschinen

Die gesamten Kühldecken, sowie die Umluftklimageräte werden von den beiden Kältemaschinen K01 und K02, mit Kaltwasser, versorgt. Damit sind die beiden Kältemaschinen, die wesentlichsten Verbraucher der Klimatisierung.

In der folgenden Tabelle sind die Stromverbräuche, der beiden Kältemaschinen, im Jahr 2012 aufgelistet.

	Kältemaschine K01	Kältemaschine K02	Gesamtverbrauch K01 und K02
	Verbrauch in kWh	Verbrauch in kWh	Verbrauch in kWh
Jänner	9.723	5.961	15.684
Februar	8.965	3.835	12.800
März	7.785	8.505	16.290
April	9.869	8.221	18.090
Mai	16.073	6.305	22.378
Juni	17.526	15.081	32.607
Juli	21.515	15.041	36.556
August	36.884	8.570	45.454
September	12.779	8.460	21.239
Oktober	5.411	15.969	21.380
November	275	10.238	10.513
Dezember	549	4.059	4.608
Summe	147.354	110.245	257.599

Tabelle 6-1: Stromverbrauch 2012 der Kältemaschinen K01 und K02

Der saisonale Strombedarf spiegelt sich vor allem, in den Verbrauchszahlen der Kältemaschine K01 wieder, da dieser nur zur Kaltwasserbereitung verwendet wird.

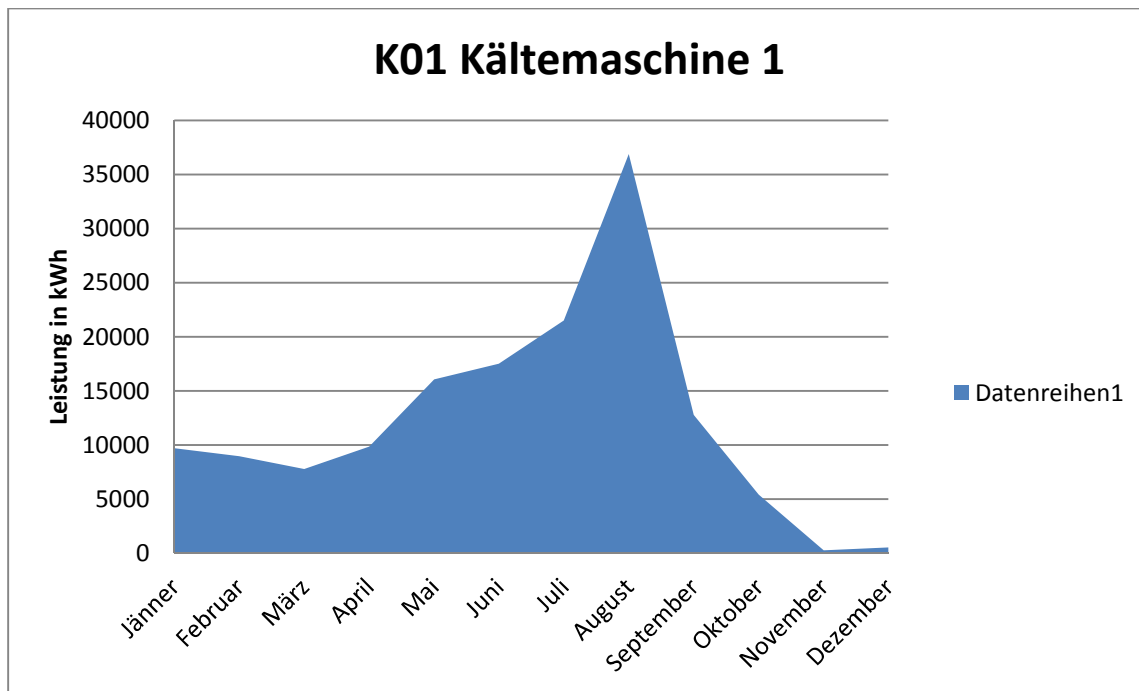


Abbildung 6-5: Jahresstromverbrauch 2012 Kältemaschine K01

Deutlich ausgeglichener, ist der monatliche Strombedarf der Kältemaschine K02, da diese, wie in Kapitel 3.1.2.2 beschrieben, in den Wintermonaten als Wärmepumpe verwendet werden kann und somit zur Beheizung des Gebäudes beiträgt.

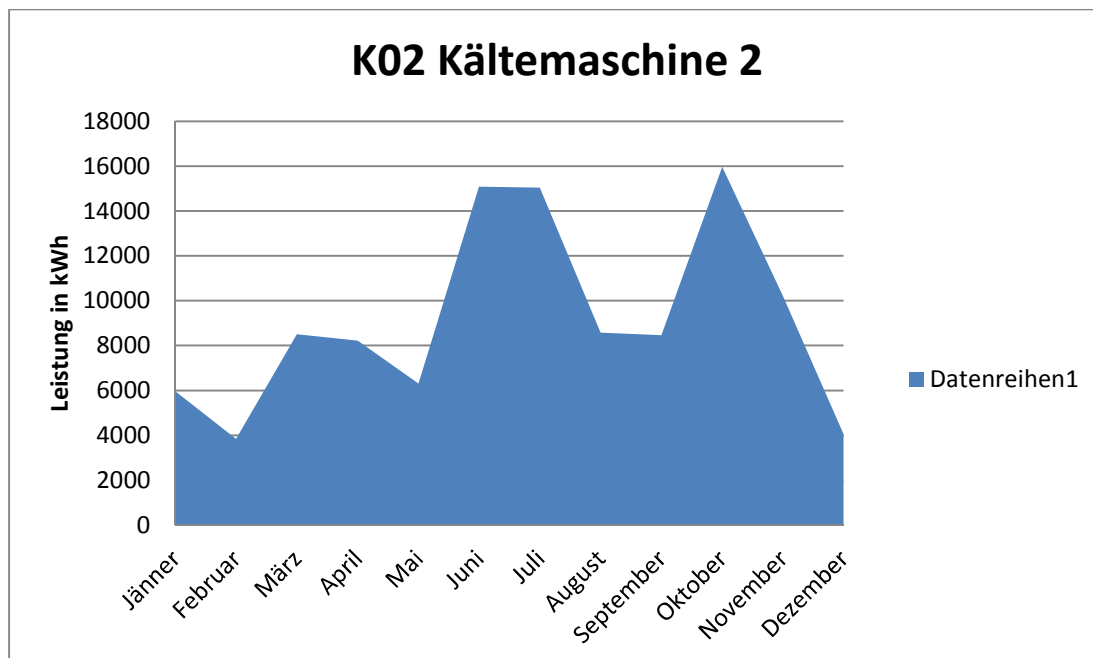


Abbildung 6-6: Jahresstromverbrauch 2012 Kältemaschine K02

Summiert man die Stromverbräuche der beiden Kältemaschinen K01 und K02, so zeigt sich wieder der eindeutige saisonale Strombedarf.

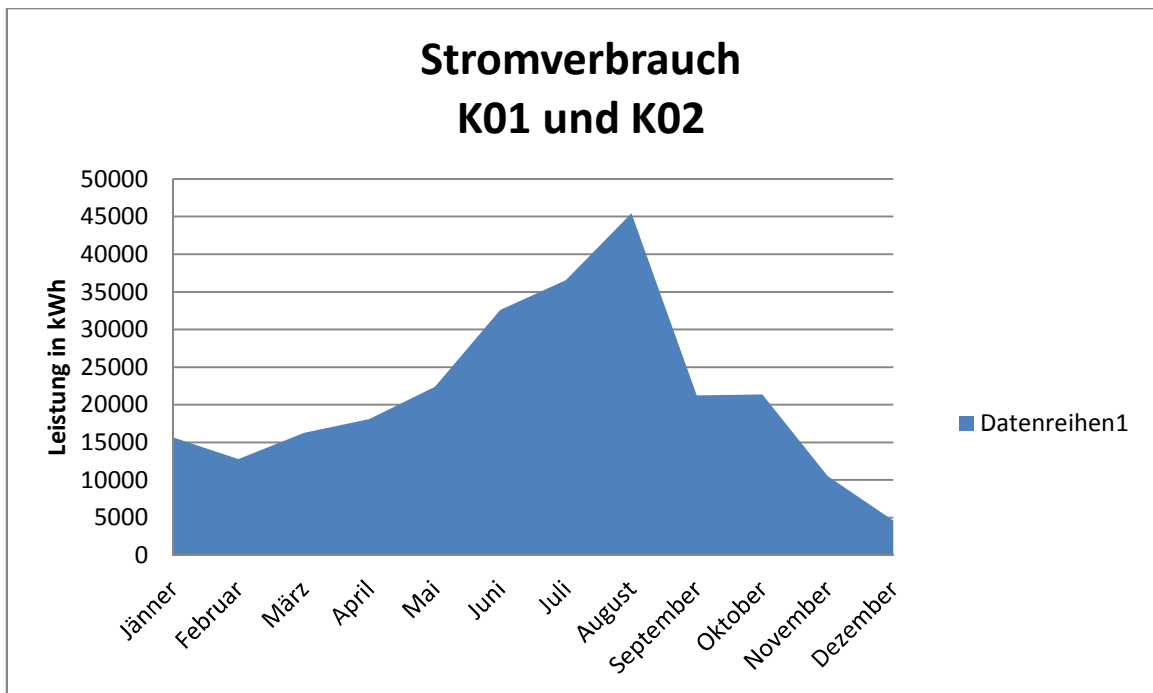


Abbildung 6-7: Jahresstromverbrauch 2012 Kältemaschinen Gesamt

6.3 PV-Auslegung

6.3.1 Ausrichtung der Anlage

Um die maximale elektrische Leistung aus der Sonnenenergie beziehen zu können, ist es notwendig die Photovoltaikmodule optimal auf die Sonnenkurve und den Einstrahlwinkel auszurichten.

Dies würde bedeuten, dass es notwendig wäre die Module um die horizontale, sowie auch um die vertikale Achse drehbar zu gestalten. Nur so kann garantiert werden, dass die Sonnenstrahlen stets im 90° Winkel auf die Module treffen und somit, auch die maximale Leistung bezogen werden kann.



Abbildung 6-8: PV-Anlage mit Solarnachführung [13]

Diese Variante ist aber nicht umsetzbar für eine Bebauung eines Flachdaches. Vor allem die Amortisationszeit der PV-Anlage, ist auf Grund der hohen Anschaffungskosten der Solarnachführung, wesentlich höher. Des Weiteren ist aufgrund der Schwenkbarkeit der Module, ein weitaus höherer Abstand zwischen den einzelnen Modulen notwendig, damit sich die Module nicht gegenseitig von der Sonneneinstrahlung abschirmen. Dies hat ebenfalls zur Folge, dass der prozentuelle Verbauungsgrad des Daches, um vieles niedriger ist und somit die freie Fläche nicht optimal ausgenutzt wird.

Da ein großer Teil der genutzten Strahlung keine direkte, sondern diffuse Strahlung ist, wirkt sich eine geringe Abweichung von der optimalen Ausrichtung nicht sonderlich stark aus. So bringt eine mit 30° Neigung nach Norden aufgestellte Anlage, immer noch etwa 50% des Ertrags von nach Süden orientierten Modulen.

Da das Gebäude nicht in Richtung Süden ausgerichtet ist, ist es fraglich ob es Sinn macht, die Module exakt nach Süden auszurichten, oder ob man die geringere Jahresleistung der Module akzeptiert, dafür aber weitaus mehr Module auf dem Dach platzieren kann, indem man diese an der Gebäudeachse ausrichtet.

6.3.2 Berechnung der benötigten PV-Modulfläche

Aus dem Kapitel 6.2 ging der Jahresstrombedarf der beiden Kältemaschinen in der Höhe von 257.599 kWh hervor. Daraus kann sehr einfach der grobe Photovoltaikflächenbedarf errechnet werden.

In Graz und Umgebung kann, wie die folgende Abbildung zeigt, von einer mittleren jährlichen Summe der Globalstrahlung von 1100kWh/m² ausgegangen werden.

Mittlere jährliche Summe der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche

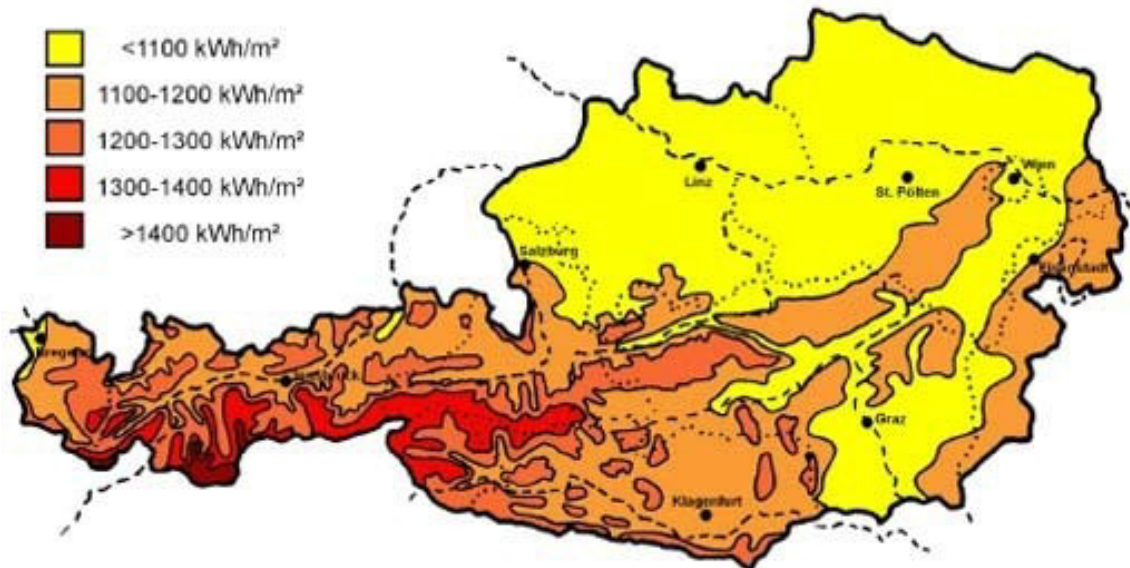


Abbildung 6-9: : jährliche Globalstrahlung Österreich [7]

Berücksichtigt man nun noch den angenommenen Wirkungsgrad der Photovoltaikanlage von ca. 12%, so ergibt sich folgende Formel:

$$\text{PV-Modulfläche [m}^2\text{]} = \frac{\text{Jährlicher Strombedarf [kWh]}}{\text{Jährliche Solarstrahlung [kWh/m}^2\text{]} * \text{Anlagenwirkungsgrad}}$$

Unsere Werte und Annahmen eingesetzt ergibt sich ein PV-Flächenbedarf von ca. 1951,51 m².

$$\text{PV-Modulfläche [m}^2\text{]} = \frac{257.599 \text{ kWh}}{1100 \text{ kWh/m}^2 * 0,12} = 1951,51 \text{ m}^2$$

Aus den Bauplänen konnte eine horizontale Dachfläche von ca. 1501 m² errechnet werden.

Somit kann bereits zu diesem Zeitpunkt davon ausgegangen werden, dass die Bebauung der Dachfläche mit einer Photovoltaikanlage, nicht ausreicht um den Jahresstrombedarf der beiden Kältemaschinen abzudecken.

6.4 Nutzbare Dachflächen

6.4.1 Ermittlung der Schattenflächen

6.4.1.1 Berechnung des Sonnenhöhenwinkels:

Aufgrund der Drehung um die Sonne und der Schrägstellung der Erdachse, um $23,5^\circ$ zur Sonnumlaufbahn, ergeben sich sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf unterschiedliche Sonneneinfallswinkel. Hart bei Graz befindet sich auf der nördlichen Halbkugel der Erde und somit trifft die Sonneneinstrahlung im Sommer wesentlich steiler, als im Winter auf die Erdoberfläche auf.

Um die genauen Sonnenhöhenwinkel für den Standort Hart bei Graz zu ermitteln, sind die genauen Koordinaten des Standortes notwendig.

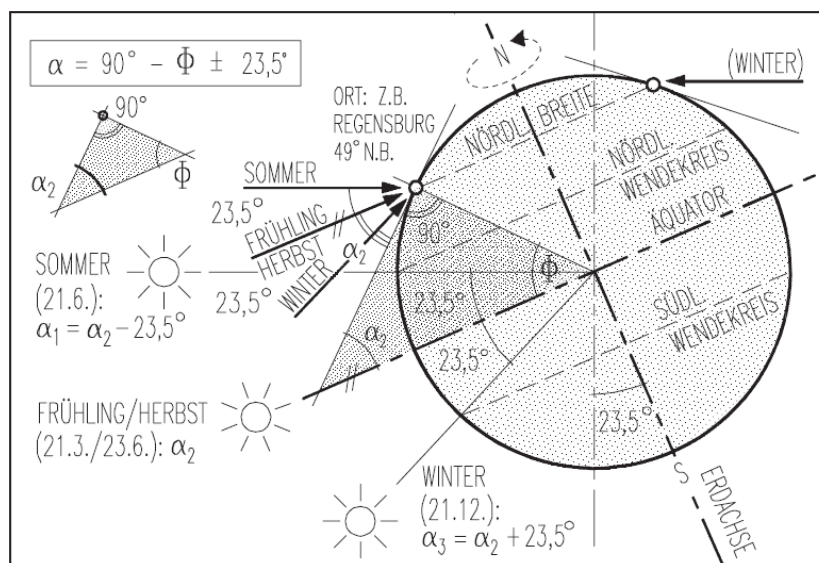


Abbildung 6-10: Sonnenhöhenwinkel [14]

Die Koordinaten von Hart bei Graz sind wie folgt: $47^\circ 3' \text{ N}, 15^\circ 31' \text{ O}$

Zur Zeit der Tag- und Nachtgleiche, dem 21. März und dem 23. September, steht die Sonne um 12 Uhr exakt senkrecht über dem Äquator. Damit beträgt der Höhenwinkel an diesem Tag für einen Ort nördlich des Äquators: $\alpha_2 = 90^\circ - \Phi$ [1]

Zur Sommersonnenwende sind es, bedingt durch die Neigung der Erdoberfläche, um $23,5^\circ$ mehr, zur Wintersonnenwende um $23,5^\circ$ weniger als dieser Wert, jeweils bezogen auf 12 Uhr mittags. [1]

$\Phi = 47^\circ$ (entspricht dem nördlichen Breitengrad des Standortes)

Sommersonnenwende: $\alpha_1 = 90^\circ - 47^\circ + 23,5^\circ = 66,5^\circ$

Tag- und Nachtgleiche: $\alpha_2 = 90^\circ - 47^\circ = 43^\circ$

Wintersonnenwende: $\alpha_3 = 90^\circ - 47^\circ - 23,5^\circ = 19,5^\circ$

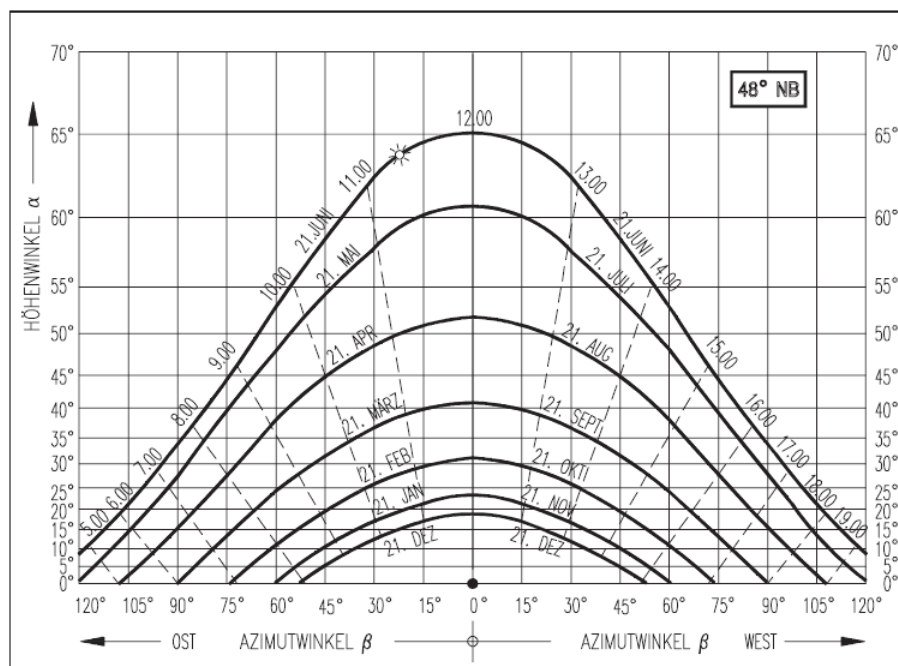


Abbildung 6-11: Jahresverlauf Sonnenhöhenwinkel und Azimutwinkel [14]

Würde man nun die $19,5^\circ$ Sonnenhöhenwinkel zur Berechnung der Verschattungsflächen verwenden und somit den Azimutwinkel der Sonne nicht berücksichtigen, so hätte man am 21. Dezember nur genau um 12 Uhr eine vollflächige Bestrahlung der Photovoltaikmodule.

Um die Dauer der vollflächigen Bestrahlung etwas zu verlängern, wird für die Berechnung der Verschattungsflächen, ein Sonnenhöhenwinkel von 18° verwendet. Somit ergibt sich am 21. Dezember eine vollflächige Bestrahlung von ca. 11 bis 13 Uhr.

6.4.1.2 Verschattungsflächen des Gebäudes:

6.4.1.2.1 Attika

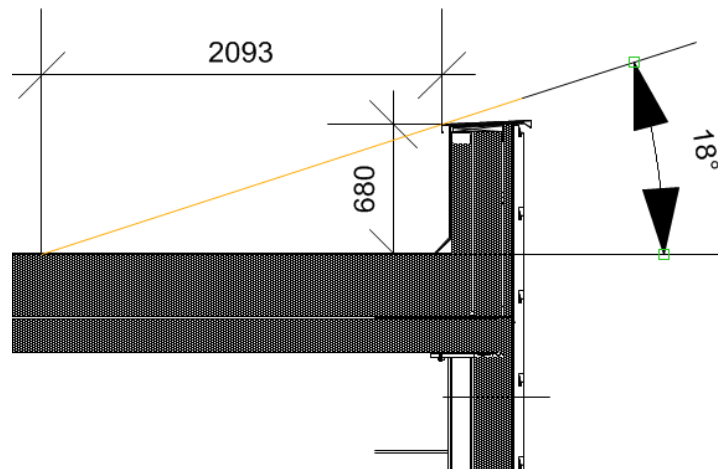


Abbildung 6-12: Schattenfläche Attika

Rund um das Gebäudedach gibt es eine Attika, mit einer Höhe von ca. 680mm. Damit würde eine Gesamtfläche von 147,9m² an nutzbarer Fläche, aufgrund der Verschattung, wegfallen. Um dies zu verhindern, werden die PV-Module ebenfalls auf diese Höhe angehoben

6.4.1.2.2 Glaspyramiden:

Die Unterkante der Glaspyramide liegt auf einer Höhe von 450mm und die Spitze in der Mitte, auf einer Höhe von 1030mm. Somit ergibt sich eine Dachschräge von genau 15°. Da sich die Unterkante der PV-Module auf einer Höhe von 680mm befindet und von einem Sonneneinstrahlungswinkel von 18° ausgegangen wird, ist mit keinerlei Verschattung durch die Glaspyramiden zu rechnen.

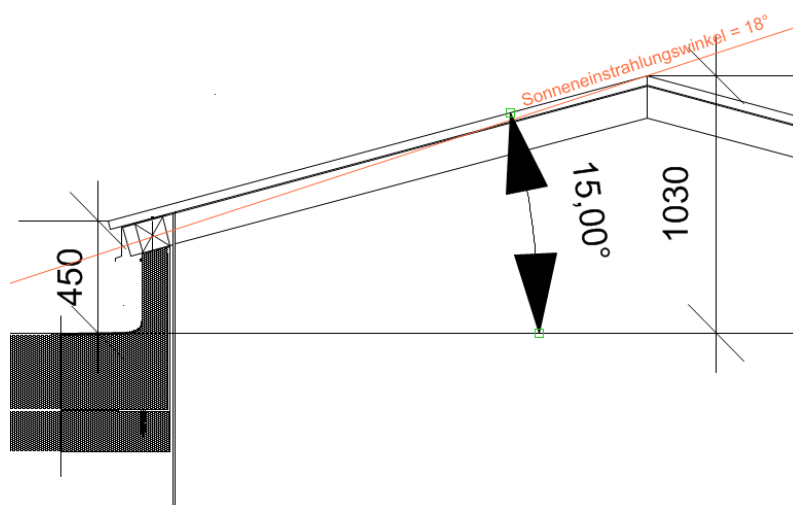


Abbildung 6-13: Schattenfläche Glaspyramide

6.4.1.2.3 Technikzentrale:

Die Technikzentrale ist circa mittig am Dach angeordnet und hat ein eigenes Dachgefälle von 5%. Dies entspricht einer Neigung von 2,86°. An der Nordseite befindet sich der höchste Punkt, mit einer Höhe von 4310mm, die Südseite hingegen, hat durch das Dachgefälle nur eine Höhe von 3935mm. Da diese Störkontur ihren Schatten auf freie Flächen, ohne weitere Störkonturen wirft, wird hier der Schattenverlauf äußerst genau untersucht, um das Optimum ermitteln zu können.

Die Schattenverläufe der Technikzentrale, lassen sich durch den Azimutwinkel β , dem Höhenwinkel α und der Höhe h des schattenwerfenden Objektes ermitteln.

Aus den Parametern α und h kann die horizontale Länge des Schattens berechnet und im entsprechenden Azimutwinkel β eingezeichnet werden.

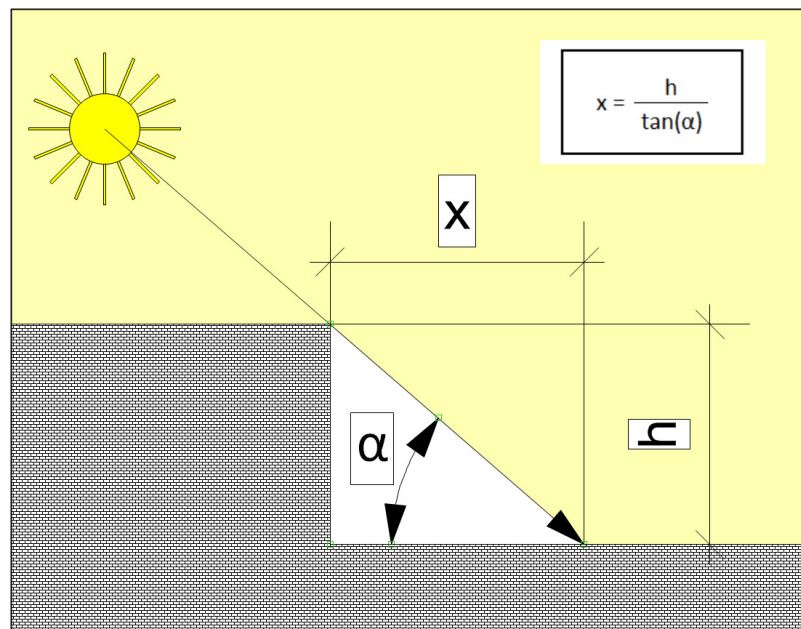


Abbildung 6-14: Zusammenhang Sonnenhöhenwinkel und Schattenlänge

In den folgenden drei Tabellen, wurde jeweils die horizontalen Schattenlängen der Technikzentrale, zur Sommer- und Wintersonnenwende, sowie zur Tag- und Nachtgleiche errechnet und mit dem dazugehörigen Azimutwinkel, welcher in der Abbildung 6-11 ersichtlich ist, sowie der Uhrzeit aufgelistet.

Die Höhe der Störkontur h , ergibt sich aus der Höhe der Technikzentrale abzüglich von 680mm, um welche die PV-Module höher gesetzt werden. Somit ergeben sich folgende Höhen für die Berechnung:

Südseite: $h_s = 3935\text{mm} - 680\text{mm} = \underline{3255\text{mm}}$

Nordseite: $h_n = 4310\text{mm} - 680\text{mm} = \underline{3630\text{mm}}$

Sommersonnenwende				
	Azimutwinkel β	Höhenwinkel α	Horizontaler Abstand Südseite x_s [mm]:	Horizontaler Abstand Nordseite x_n [mm]:
5 Uhr	117° O	11°	16746	18675
6 Uhr	107° O	18°	10018	11172
7 Uhr	96° O	28°	6122	6827
8 Uhr	85° O	37°	4320	4817
9 Uhr	71,5° O	46,5°	3089	3445
10 Uhr	53° O	56°	2196	2449
11 Uhr	33° O	63°	1659	1850
12 Uhr	0°	66,5°	1415	1578
13 Uhr	33° W	63°	1659	1850
14 Uhr	53° W	56°	2196	2449
15 Uhr	71,5° W	46,5°	3089	3445
16 Uhr	85° W	37°	4320	4817
17 Uhr	96° W	28°	6122	6827
18 Uhr	107° W	18°	10018	11172
19 Uhr	117° W	11°	16746	18675

Tabelle 6-2: Schattenlänge Technikzentrale Sommersonnenwende

Tag- und Nachtgleiche				
	Azimutwinkel β	Höhenwinkel α	Horizontaler Abstand Südseite x_s [mm]:	Horizontaler Abstand Nordseite x_n [mm]:
5 Uhr	-	-	-	-
6 Uhr	90° O	0°	-	-
7 Uhr	80° O	11°	16746	18675
8 Uhr	67° O	20°	8943	9973
9 Uhr	54° O	28°	6122	6827
10 Uhr	38° O	34°	4826	5382
11 Uhr	20° O	39°	4020	4487
12 Uhr	0°	43°	3491	3893
13 Uhr	20° W	39°	4020	4487
14 Uhr	38° W	34°	4826	5382
15 Uhr	54° W	28°	6122	6827
16 Uhr	67° W	20°	8943	9973
17 Uhr	80° W	11°	16746	18675
18 Uhr	90° W	0°	-	-
19 Uhr	-	-	-	-

Tabelle 6-3: Schattenlänge Technikzentrale Tag- und Nachtgleiche

Wintersonnenwende				
	Azimutwinkel β	Höhenwinkel α	Horizontaler Abstand Südseite x_s [mm]:	Horizontaler Abstand Nordseite x_n [mm]:
5 Uhr	-	-	-	-
6 Uhr	-	-	-	-
7 Uhr	-	-	-	-
8 Uhr	52° O	2°	93211	103950
9 Uhr	40° O	8°	23160	25829
10 Uhr	28° O	14°	13055	14559
11 Uhr	15° O	17°	10646	11873
12 Uhr	0°	19,5°	9191	10250
13 Uhr	15° W	17°	10646	11873
14 Uhr	28° W	14°	13055	14559
15 Uhr	40° W	8°	23160	25829
16 Uhr	52° W	2°	93211	103950
17 Uhr	-	-	-	-
18 Uhr	-	-	-	-
19 Uhr	-	-	-	-

Tabelle 6-4: Schattenlänge Technikzentrale Wintersonnenwende

Die hier errechneten Werte werden nun auf die Dachzeichnung übertragen und veranschaulicht. Die somit entstehenden Schattenverläufe sind in der Anlage A beigefügt.

6.4.1.2.4 Rückkühler

Insgesamt sind 4 dieser Rückkühler, entlang der Südseite der Technikzentrale, angebracht. Jeder dieser Rückkühler weist eine Gesamthöhe von 2050mm auf. Da diese Rückkühler aneinandergereiht in einer Flucht angebracht sind, werden diese zur Vereinfachung zusammengefasst und als eine zusammenhängende Störkontur angesehen.

Der Schattenverlauf dieser Rückkühler, wird nun nach demselben Prinzip berechnet, dargestellt und analysiert, wie der Schattenverlauf der Technikzentrale.

Die Schattenverläufe der Rückkühler sind in der Anlage B dargestellt.

6.4.1.2.5 Liftschacht

Sowohl der Liftschacht an der Westseite, als auch der Liftschacht an der Ostseite, ragen 800mm über die Oberkante der Dachfläche hinaus. Abzüglich der 680mm welche die PV-Module angehoben werden, bleibt eine Störkontur mit einer Höhe von 120mm. Aufgrund dieser geringen Höhe, ist die detaillierte Berechnung des Schattenverlaufes nicht notwendig. Die Schattenfläche wird hier an der Nord- und Westseite, nach dem Azimut- und Sonnenhöhenwinkel der Tag- und Nachtgleiche um 8Uhr berechnet. Die Süd- und Ostseite, wird nach dem Azimut- und Sonnenhöhenwinkel der Tag- und Nachtgleiche um 16Uhr berechnet.

Daraus ergeben sich folgende Schattenlängen des Liftschachtes:

Höhe der Störkontur $h = 800\text{mm} - 680\text{mm} = 120\text{mm}$

horizontale Schattenlänge x_1 an der Nord- und Westseite um 8Uhr

Azimutwinkel $\beta = 67^\circ \text{ O}$

Höhenwinkel $\alpha = 20^\circ$

$$x_1 = \frac{h}{\tan(\alpha)} = \frac{120}{\tan(20)} = 329,7\text{mm}$$

horizontale Schattenlänge x_2 an der Süd- und Ostseite um 16Uhr

Azimutwinkel $\beta = 67^\circ \text{ W}$

Höhenwinkel $\alpha = 20^\circ$

$$x_2 = \frac{h}{\tan(\alpha)} = \frac{120}{\tan(20)} = 329,7\text{mm}$$

Die errechneten Werte ergeben folgende Schattenbilder für die beiden Liftschächte.

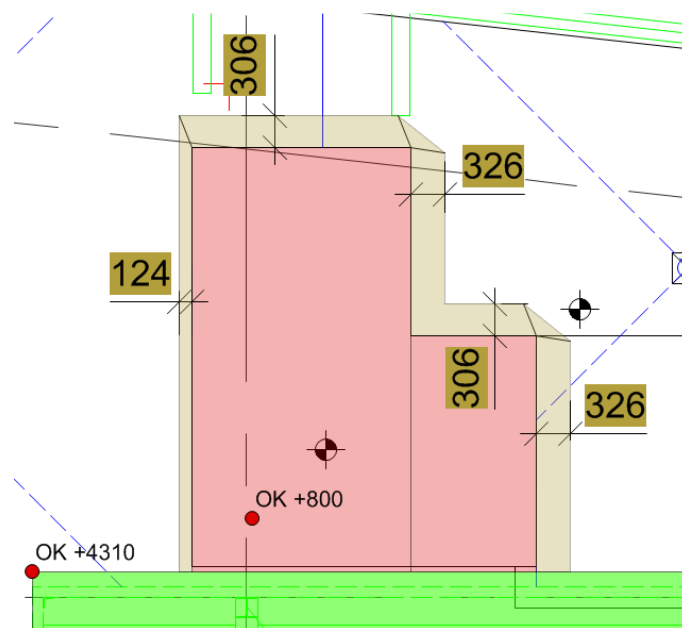


Abbildung 6-15: Schattenfläche Liftschacht West

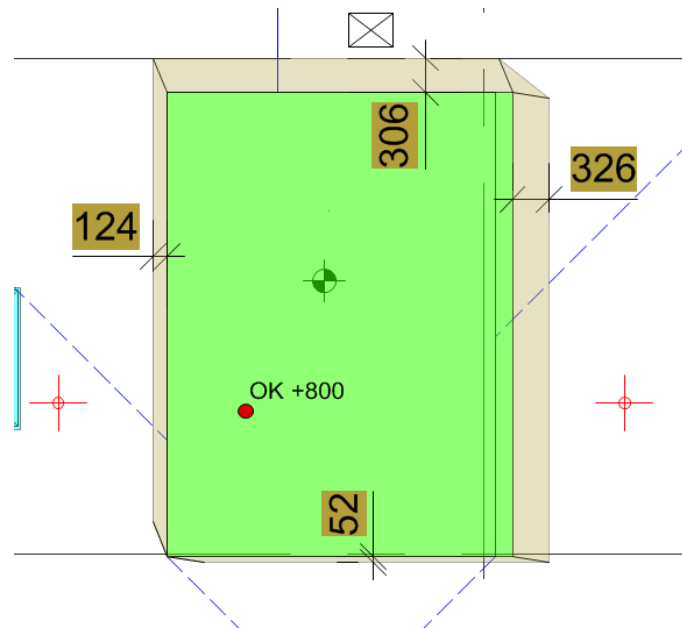


Abbildung 6-16: Schattenfläche Liftschacht Ost

Aufgrund der geringen Höhe von nur 120mm, ist die nicht nutzbare und verschattete Fläche sehr gering und nimmt somit, keinen wesentlichen Einfluss auf die Positionierung der PV-Module.

6.4.1.2.6 Kondensator Serverraum

An der Ostseite der Technikzentrale sind 2 Kondensatoren für die Serverräume angeordnet. Aufgrund ihrer geringen Höhe von 910mm, sind diese Kondensatoren nicht relevant für die Positionierung der PV-Module. Zu den kritischen Uhr- und Jahreszeiten, nach denen die PV-Module positioniert werden, befinden sich diese stets im Schatten der Technikzentrale.

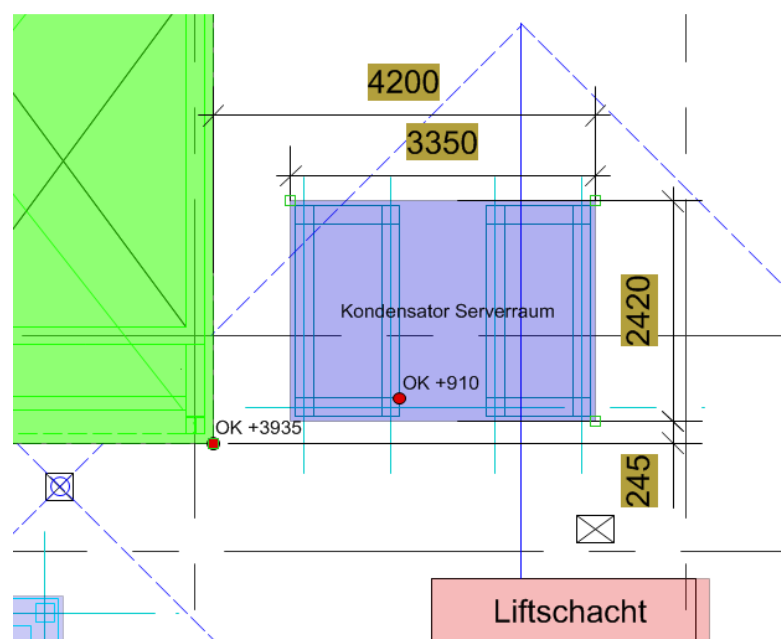


Abbildung 6-17: Position Kondensator Serverraum

6.4.1.2.7 Treppenhaus

Das Treppenhaus befindet sich an der Nordseite der Technikzentrale und schließt unmittelbar an dieser an. Das Treppenhaus hat eine Höhe von 2950mm. Aufgrund der Position an der Nordseite der Technikzentrale, liegt das Treppenhaus, wie zuvor die beiden Kondensatoren, im Schattenbereich der Technikzentrale. Des Weiteren wird durch das Treppenhaus kein zusätzlicher Schatten verursacht, welcher die Positionierung der PV-Module beeinflussen würde.

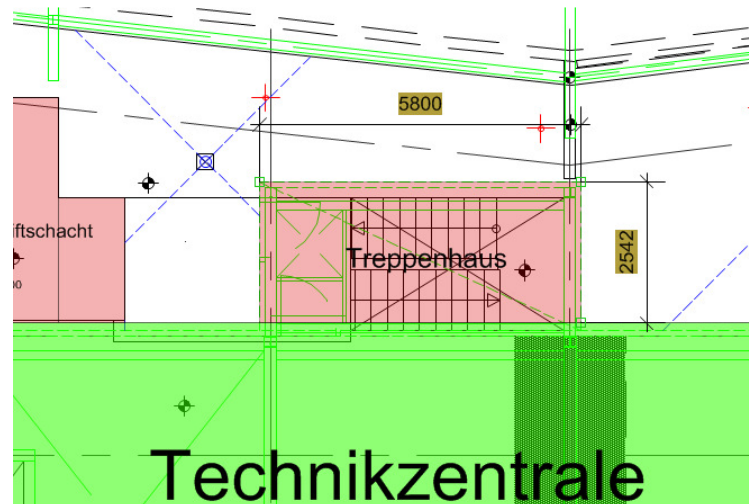


Abbildung 6-18: Position Treppenhaus

6.4.2 Ermittlung der nutzbaren Fläche:

Durch die im Kapitel 6.4.1.2 ermittelten Schattenflächen, kann die nutzbare Dachfläche ermittelt werden. Von der gesamten Dachfläche muss nun die verbaute und die durch Schatten nicht nutzbare Fläche abgezogen werden. Daraus ergibt sich folgende Rechnung:

$$A_{\text{nutzbar}} = A_{\text{gesamt}} - A_{\text{Schatten}} - A_{\text{verbaut}}$$

A_{verbaut} setzt sich aus folgenden Flächen zusammen:

- Glaspypamide West - 18,92m²
- Glaspypamide Süd - 18,92m²
- Rückkühler Süd - 85,56m²
- Kondensator Ost - 8,11m²
- Liftschacht Ost - 12,51m²
- Liftschacht West - 11,21m²
- Treppenhaus Nord - 14,74m²
- Außenliegender Verrohrung 4,06m²

Für A_{verbaut} ergibt sich daraus eine Gesamtfläche von $229,47\text{m}^2$

Aus den errechneten Schattenflächen, ergibt sich in Summe eine Fläche von $478,44\text{m}^2$, welche für eine PV-Anlage nicht effizient nutzbar ist.

Aus der oben genannten Subtraktion ergibt sich folgende nutzbare Fläche:

$$A_{\text{nutzbar}} = 1469\text{m}^2 - 478,44\text{m}^2 - 229,47\text{m}^2 = 761,09\text{m}^2$$

6.5 Positionierung der PV-Module

6.5.1 Positionierung unter optimaler Südausrichtung

Um die Amortisationszeit einer Anlage möglichst gering zu halten, ist es notwendig den Wirkungsgrad möglichst hoch zu halten und somit die PV-Module möglichst optimal auszulasten, sprich eine möglichst geringe Verschattungsdauer zu erreichen. Die größte Effektivität erreicht man, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, bei einer Modulausrichtung nach Süden und einen Neigungswinkel von circa 30° .

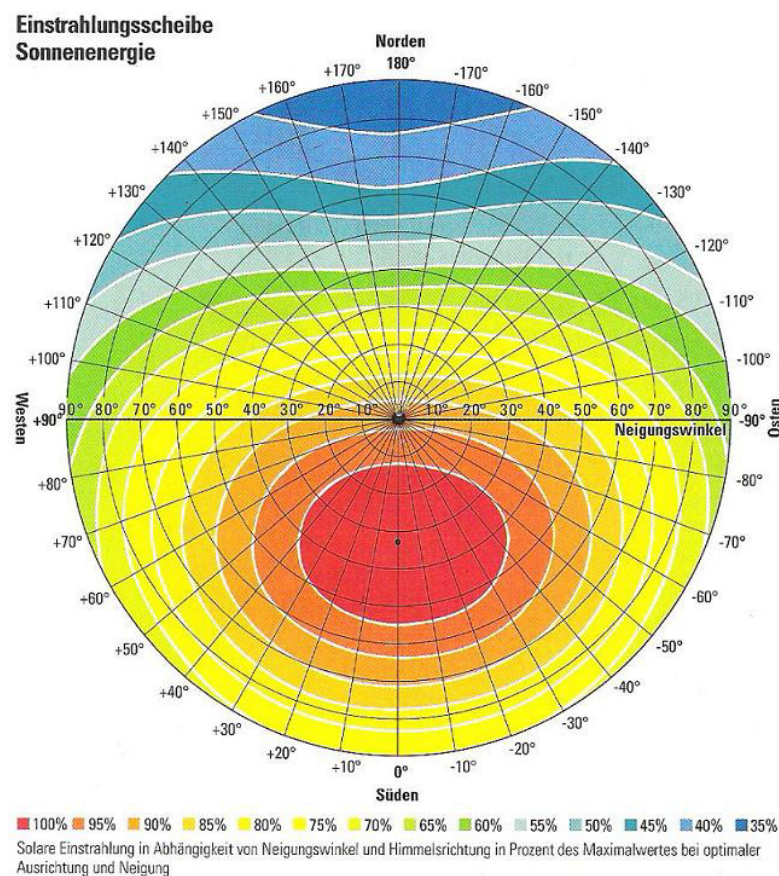


Abbildung 6-19: Einstrahlungsscheibe Sonnenenergie. [15]

Der Winkel zwischen Gebäudeachse und Nord-Südachse entspricht exakt 32° .

6.5.1.1 Berechnung des horizontalen Modulabstandes:

Der horizontale Modulabstand wird bei einem Sonnenhöhenwinkel von 18° errechnet, wobei von einem PV-Modul mit einer Größe von $1000 \times 1650 \text{ mm}$ ausgegangen wird. Dadurch ergibt sich folgende Berechnung für den horizontalen Abstand der PV-Module.

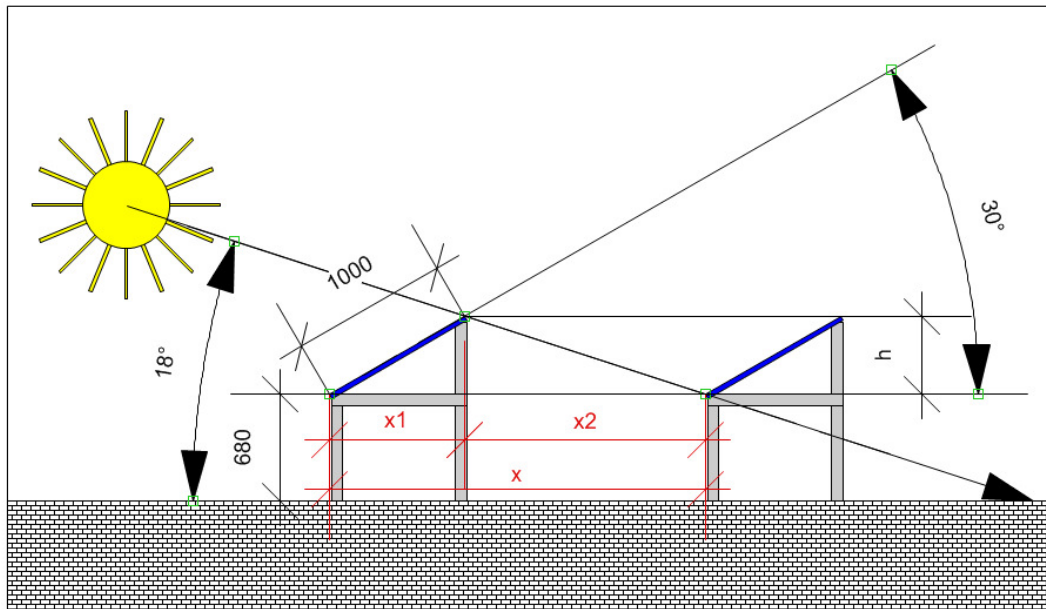


Abbildung 6-20: Horizontaler Modulabstand Südausrichtung

Wie man in dieser Abbildung erkennen kann, setzt sich der horizontale Modulabstand x , aus der horizontalen Modullänge x_1 und der horizontalen Schattenlänge x_2 zusammen.

x_1 kann mittels des Kosinus berechnet werden:

$$x_1 = \cos(30) \cdot 1000 \text{ mm}$$

$$x_1 = 866 \text{ mm}$$

Um x_2 berechnen zu können, ist es notwendig, zuerst die vertikale Modulhöhe h zu berechnen. Dies kann mittels des pythagoreischen Lehrsatzes erfolgen.

$$h = \sqrt{(1000^2 - 866^2)}$$

$$h = 500 \text{ mm}$$

Mit Hilfe der vertikalen Modulhöhe h ist es nun möglich, die horizontale Schattenlänge x_2 zu berechnen.

$$x_2 = \frac{h}{\tan(18)}$$

$$x_2 = 1538,8\text{mm}$$

Somit kann mittels einer Addition der horizontale Modulabstand x berechnet werden.

$$x = x_1 + x_2 = 866 + 1538,8\text{mm} = 2404,8\text{mm}$$

Anhand dieser Berechnung ist es nun möglich die PV-Module am Dach zu positionieren. Wichtig dabei ist es, auf die Wartungszugänglichkeit acht zu geben und die Begehrbarkeit jedes Modules zu gewährleisten.

Bei einer optimalen Ausrichtung nach Süden und einer Modulneigung von 30° , finden 179 PV-Module am Dach Platz. Die exakten Positionen werden im Zuge der Detailplanung definiert.

6.5.1.2 Leistungsberechnung:

Alle Module wurden unter optimalen Voraussetzungen platziert und ausgerichtet, somit kann bei der Leistungsberechnung von einem Wirkungsgrad, bei der Aufnahme der Solarstrahlung, von 110% ausgegangen werden, da die Angaben der jährlichen solaren Einstrahlung auf die horizontale Fläche bezogen sind, welche durch die Modulneigung optimiert wird.

Somit ergibt sich für die jährliche solare Einstrahlung ein Wert von 1210kWh/m^2 . Dieser Wert wird nun als 100%, sprich als Optimum angesehen. Von diesem Optimum kann nun auf die solare Einstrahlung, bei nicht optimaler Ausrichtung geschlossen werden.

Für die jährliche Gesamtanlagenleistung P_{Gesamt} ergibt sich folgende Berechnung:

$$P_{\text{Gesamt}} = \text{jährliche Solareinstrahlung} * \text{Modulanzahl} * \text{Modulfläche je Einheit} * \text{Anlagenwirkungsgrad}$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 1210 \text{ kWh/m}^2 * 179 * 1,65\text{m}^2 * 0,12$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 42884,82 \text{ kWh}$$

6.5.2 Positionierung maximale Leistung:

Die maximale Anlagenleistung ist hauptsächlich von der Modulanzahl abhängig. Welche wiederum stark von den Verschattungsflächen bestimmt wird. Um diese auf ein Minimum zu reduzieren, wäre es notwendig, die Module horizontal auszurichten, wodurch sich die jährliche solare Einstrahlung wieder auf 1100kWh/m^2 verringert und somit die Amortisationszeit erheblich verlängern würde.

Da die Wirtschaftlichkeit einer Anlage eine wesentliche Rolle spielt, werden die Module an der Gebäudeachse ausgerichtet und mit einer Modulneigung von 30° versehen. Bei dieser Ausrichtung können immer noch 97%, des solaren Strahlungsangebotes, genutzt werden.

6.5.2.1 Berechnung des horizontalen Modulabstandes

Aufgrund der Drehung der PV-Module um die vertikale Achse von 32° , ergibt sich ein anderer Wert für den horizontalen Modulabstand. Die horizontale Schattenlänge bei 18° Sonnenhöhenwinkel ist bereits aus der Modulabstandsberechnung für die optimale Südausrichtung bekannt. Dies ist in diesem Fall nicht der direkte Abstand zwischen den PV-Modulen, dieser wird wie folgt berechnet.

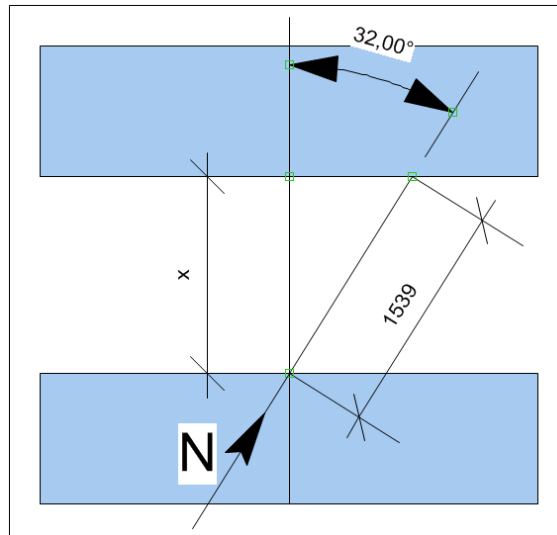


Abbildung 6-21: Horizontaler Modulabstand Gebäudeausrichtung

$$x = \cos(32) * 1539$$

$$x = 1305\text{mm}$$

Zu diesem hier berechneten Wert von 1305mm, kommt noch die horizontale Modullänge mit 866mm hinzu. Somit ergibt sich für diese Modulausrichtung ein horizontaler Modulabstand von 2171mm. Mit dieser Konstellation ist es möglich, 294 Module am Dach zu platzieren.

6.5.2.2 Leistungsberechnung:

Bei einer optimalen Ausrichtung wurde von einer jährlichen solaren Einstrahlung von 1210 kWh/m² ausgegangen. Diese reduziert sich aufgrund der vertikalen Verdrehung der Module um 3%. Somit ergibt sich für diese Ausrichtungsvariante eine jährliche solare Einstrahlung von 1174kWh/m².

$$P_{\text{Gesamt}} = \text{jährliche Solareinstrahlung} * \text{Modulanzahl} * \text{Modulfläche je Einheit} * \text{Anlagenwirkungsgrad}$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 1174 \text{ kWh/m}^2 * 294 * 1,65\text{m}^2 * 0,12$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 68340,89 \text{ kWh}$$

6.6 Entscheidung über Positionierungsvariante

Für die weiter folgenden Auslegungen und Berechnungen, wird die Variante 2 „Positionierung maximale Leistung“ herangezogen. Da bei dieser Variante, die jährliche Leistung um circa 50% höher ist, die erreichbare Effektivität aber nur minimal unter der vertikalen Verdrehung leidet, ist es aus wirtschaftlicher Sicht weitaus sinnvoller diese Variante weiter zu verfolgen. Um den jährlichen Ertrag noch etwas steigern zu können, werden die Module mit einer Neigung von nur 15° weitergeplant, wodurch sich der Abstand zwischen den Modulen erheblich verringert, sich aber der die jährliche Sonneneinstrahlung aber nur von 97% auf 95% verringert.

7 Detailplanung

Aufgrund der Änderung der Modulneigung von 30° auf 15°, muss der horizontale Modulabstand und somit die gesamte Positionierung der Module angepasst werden.

7.1 Positionierung der PV-Module

Unter den nun neu berechneten Bedingungen, muss die gesamte Positionierung neu angepasst werden.

7.1.1 Berechnung des horizontalen Modulabstandes

Wie schon in Kapitel 6.5.1.1 muss auch nun zuerst die Längen x_1 und h berechnet werden.

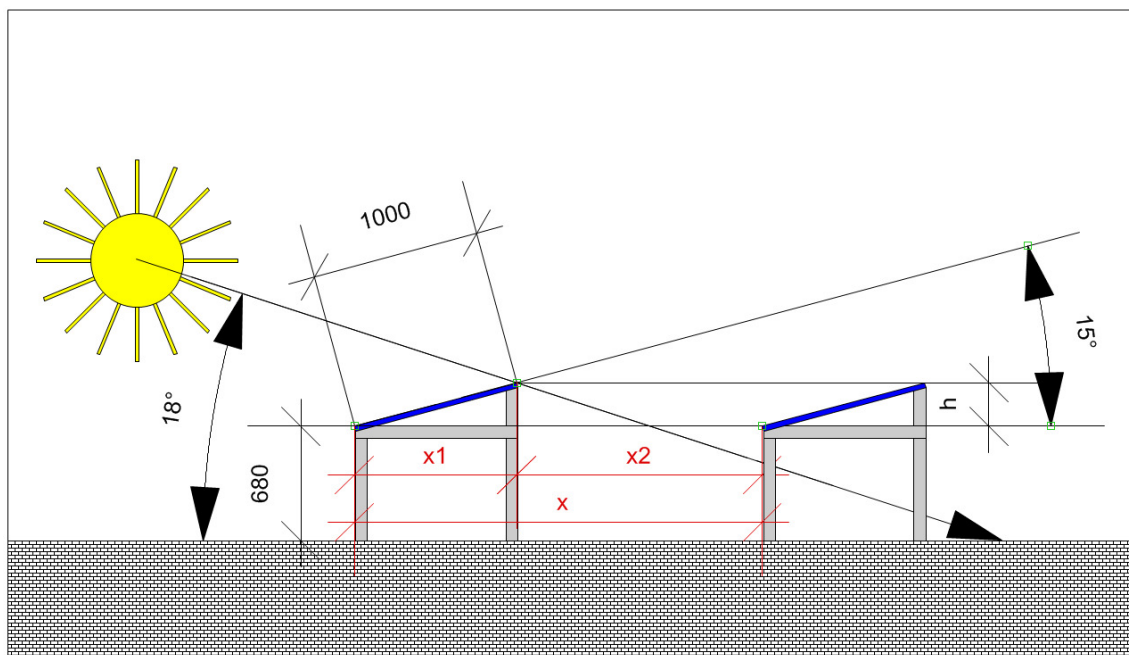


Abbildung 7-1: Horizontaler Modulabstand 15° Modulneigung

Somit ergeben sich folgende Berechnungen:

$$x_1 = \cos(15) \cdot 1000\text{mm}$$

$$x_1 = 966\text{mm}$$

$$h = \sqrt{(1000^2 - 966^2)}$$

$$h = 259\text{mm}$$

Die horizontale Schattenlänge, welche ebenfalls wie im Kapitel 6.5.2.1 nicht der minimale Abstand zwischen den Modulen, sondern in einem Winkel von 32° auftritt, wird ebenfalls nach demselben Schema berechnet.

$$l_{\text{Schatten}} = \frac{h}{\tan(18)}$$

$$l_{\text{Schatten}} = 797,1\text{mm}$$

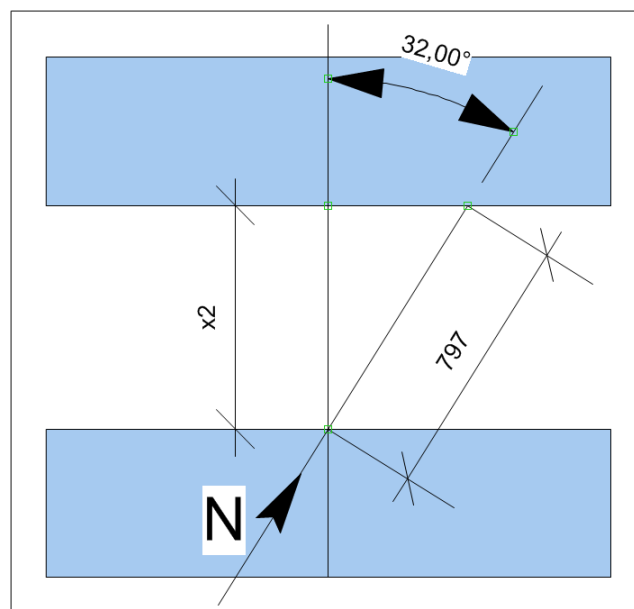


Abbildung 7-2: Horizontaler Modulabstand bei 15° Modulneigung

Daraus folgt die Berechnung von x_2

$$x_2 = \cos(32) \cdot 797$$

$$x_2 = 675,89\text{mm}$$

Daraus folgt wiederum die Berechnung von x :

$$x = x_1 + x_2 = 966 + 675,89\text{mm} = 1641,89\text{mm}$$

7.1.2 Einschränkung durch Arbeitsschutzbestimmung

Die österreichische Arbeitsschutzbestimmung schreibt vor, dass ab einer Gebäudehöhe von 3m, trotz der Akita, ein minimaler Abstand zu Gebäudekante von 2m frei gelassen werden muss. Diese Bestimmung trifft uns nicht nur bei der Positionierung auf dem Gebäude selbst, sondern auch bei der Positionierung auf der Technikzentrale. An der Nordseite des Gebäudes, ist aufgrund des Vordaches von über 2 Metern nicht notwendig, darauf Rücksicht zu nehmen.

7.1.2.1 Positionierung Südseite der Rückkühler

Um nicht die gesamte Fläche südlich der Rückkühler zu verlieren, werden hier die Module mit einem höheren Winkel, welcher sich aus dem zur Verfügung stehenden Freiraum errechnet, positioniert.

Der Modulwinkel wird aus der horizontalen Länge von 800mm errechnet.

$$\delta = \arccos\left(\frac{800}{1000}\right)$$

$$\delta = 36,87^\circ$$

Um etwas mehr an Freiraum zu erhalten, wird der Modulwinkel noch auf 40° erhöht. Dadurch ergibt sich eine horizontale Modullänge von 766mm und eine jährliche Einstrahlung von 97% des Maximums.

7.1.2.2 Positionierung auf der Technikzentrale

Auf dem Dach der Technikzentrale sind Aufgrund dieser Einschränkung nur 2 PV-Modul Bahnen möglich. Hier kann man bei einem Modulwinkel von 30° verbleiben, da auch bei diesem Modulwinkel 2 PV-Modul Bahnen am Dach Platz finden und sich dadurch die jährliche Solareinstrahlung wieder von 95% auf 97% erhöht.

7.1.3 Leistungsberechnung

Unter den nun neuen Bedingungen und Einschränkungen ist es möglich in Summe eine Anzahl von 184 PV-Modulen, am Dach der KEZ, zu platzieren. Von diesen 184 PV-Modulen können 119 Module 95% jährlichen Sonneneinstrahlung unter optimaler Ausrichtung aufnehmen und 65 Module sogar 97%.

Für die 65 PV-Module kann der Wert der jährlichen solaren Einstrahlung pro m² Modulfläche von 1174 kWh/m², aus der Berechnung im Kapitel 6.5.2.2 übernommen werden. Für die restlichen 119 PV-Module wird die jährliche Solareinstrahlung ebenfalls aus dem Optimum von 1210 kWh/m² errechnet. Hier ergibt sich ein Wert von 1150 kWh/m².

Somit ergibt sich für die Berechnung der jährlichen elektrischen Arbeit folgende Formel:

$$P_{\text{Gesamt}} = (\text{jährliche Solareinstrahlung}_{0,95} * \text{Modulanzahl}_{0,95} + \text{jährliche Solareinstrahlung}_{0,97} * \text{Modulanzahl}_{0,97}) * \text{Modulfläche je Einheit} * \text{Anlagenwirkungsgrad}$$

$$P_{\text{Gesamt}} = (1174 \text{ kWh/m}^2 * 65 + 1150 \text{ kWh/m}^2 * 119) * 1,65\text{m}^2 * 0,12$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 42205,68 \text{ kWh}$$

Aufgrund der starken Einschränkung, durch die Arbeitsschutzbestimmung, ist der erwartete jährliche Ertrag von 68340,86 kWh auf 42205,68 kWh gesunken, was einer Minderung von 38,24% entspricht.

7.2 Verschaltung der PV-Module

Da sich eine teilweise Verschattung der PV-Module nicht vollständig ausschließen lässt, ist es notwendig, um die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht zu gefährden, die verschattungsbedingten Ertragsverluste zu minimieren.

7.2.1 Verschaltungsvarianten

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten die Module innerhalb eines Strings zu verschalten, diese wären in Serie oder parallel.

7.2.1.1 Parallele Verschaltung

Verschaltet man die PV-Module innerhalb eines Strings parallel, so wird die Stromstärke jedes Moduls summiert. Wird ein Modul des Strings verschattet, so entsteht dadurch kein Einbruch der Leistung dieses Strings.

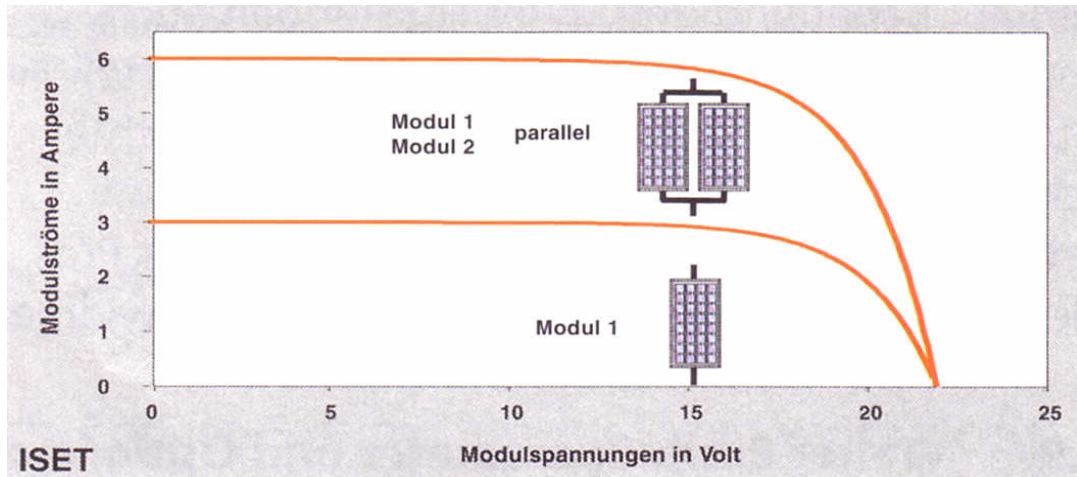


Abbildung 7-3: Steigerung der Stromstärke bei paralleler Verschaltung [16]

Der große Nachteil dieser Verschaltungsvariante liegt in den Verlusten der Leitung, aufgrund der hohen Stromstärken. Dies ist auch der Grund warum der Strom im öffentlichen Stromnetz, meist über Hochspannungsleitungen und somit mit niedrigen Stromstärken transportiert wird. Das bedeutet für diese Anlage, je weiter der Inverter von den Modulen entfernt ist, desto höher sind die Leitungsverluste.

Parallelschaltung

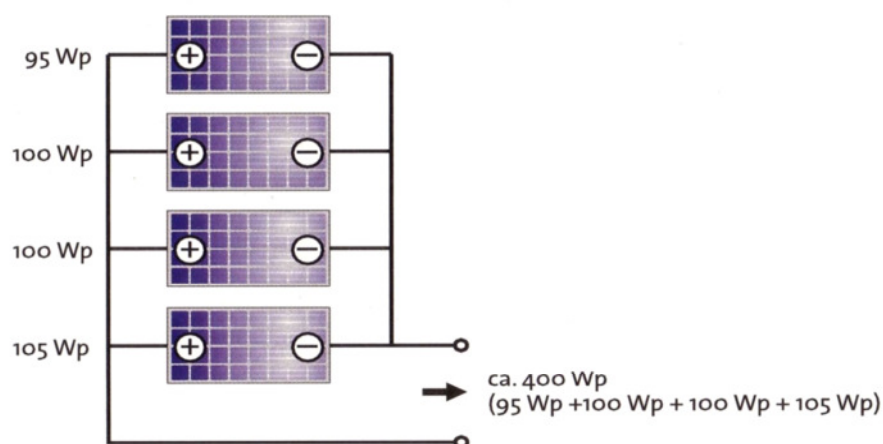


Abbildung 7-4: Parallele Verschaltung [16]

7.2.1.2 Serielle Verschaltung

Die Serienschaltung verhält sich genau gegenteilig zur parallelen Schaltung. Werden somit die PV-Module innerhalb eines Strings in Serie geschaltet, so summiert sich die Spannung der verschalteten Module.

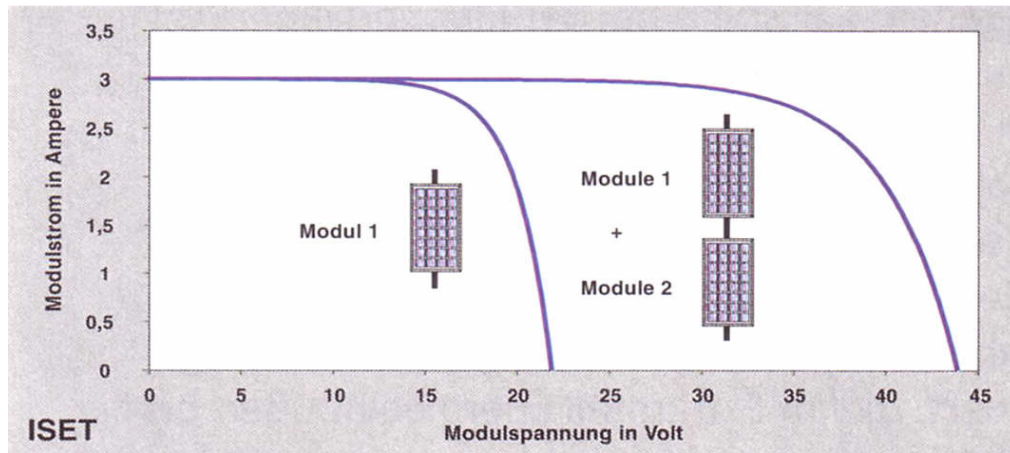


Abbildung 7-5: Summierung der Spannung bei serieller Verschaltung [16]

Der erhebliche Nachteil dieser Verschaltung liegt bei einer möglichen Verschattung eines Modules des Strings. Tritt dieser Fall ein, so reduziert sich die Leistung der restlichen Module, des betroffenen Strings, ebenfalls auf die Leistung des verschatteten Moduls.

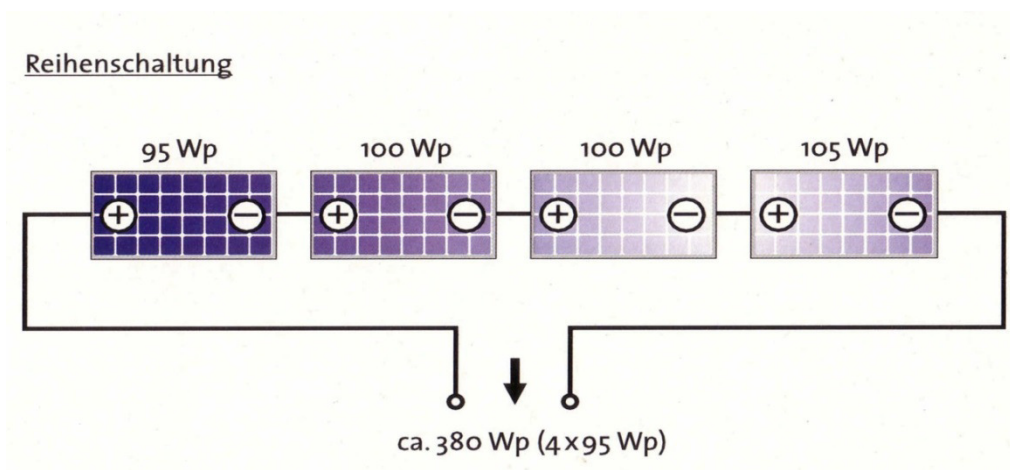


Abbildung 7-6: Serielle Verschaltung [16]

7.2.1.3 Entscheidung über verschaltungsvariante

Um die gesamten Verluste der Anlage möglichst gering zu halten, werden die PV-Module innerhalb der einzelnen Strings in Serie geschaltet. Dies bedeutet, dass bei der Gruppierung der Strings sehr genau auf die zeitliche Verschattung der einzelnen Module geachtet werden muss, um nicht zu riskieren, dass ein einzelnes Modul die Leistung eines gesamten Strings zu stark beeinflusst.

7.2.2 Gruppierungsvarianten

Um über die richtige Gruppierung entscheiden zu können, ist es notwendig den Anteil an teilweise verschatteten Modulen, im Verhältnis zu der Gesamtmodulanzahl, sowie den zeitlichen Verschattungsverlauf zu bestimmen.

Als wichtigste Charakteristika einer PV-Anlage wird das zuvor genannte Verhältnis herangezogen. Hier gilt grundsätzlich, ist der Anteil an verschatteten Modulen geringer als 10% der Gesamtmodulanzahl, so können die verschatteten Module ohne größere Ertragseinbußen zu erwarten, mit den restlichen Modulen verschaltet werden, sprich man kann diese teilweise Verschattung vernachlässigen. Liegt dieser Anteil aber über 10%, so ist sehr auf die Gruppierung der Strings zu achten. Vorzugsweise sind dann Module mit denselben Verschattungszeiten in einem String zu verschalten.

7.2.2.1 Ermittlung des Verschattungsanteils

Ausgehend von einer Gesamtmodulanzahl von 184 PV-Modulen, fallen insgesamt 24 in einen teilweise verschatteten Bereich. Dieser Anteil entspricht exakt 13,04% der Gesamtmodulanzahl. Somit ist es notwendig, bei der Gruppierung der Strings den zeitlichen Schattenverlauf zu berücksichtigen.

7.2.3 Gruppierung der Strings

Von den 24 teilweise verschatteten Modulen, befinden sich 12 Stück auf der Westseite der Technikzentrale, sprich liegen zum Zeitpunkt der Morgensonne zum Teil im Schatten dieser und 12 Stück auf der Ostseite der Technikzentrale, welche somit, am späteren Nachmittag in den Schattenbereich fallen.

Würden nun PV-Module dieser beider Gruppen innerhalb eines Strings in Serie geschaltet werden, so hätte dies fatale Folgen für die Leistung des Strings, da weder am Morgen, noch am Abend die Sonneneinstrahlung genutzt werden könnte, da sich stets Module im Schatten befinden. Daher macht es natürlich Sinn, die 12 Module auf der Westseite und die 12 Module auf der Ostseite in separate Strings zu geben.

Offen ist noch wie viele Module sich in einem String befinden dürfen. In Österreich gibt es hierzu eine Sicherheitstechnische Bestimmung, welche besagt, dass Strom mit einer maximalen Spannung von 1000V auf der Gleichstromseite geführt werden darf.

Somit ergibt sich folgende Berechnung für die Anzahl der Module in einem String:

$$\text{Modulanzahl} = \frac{1000\text{V}}{\text{Leerlaufspannung} * \text{Sicherheitsfaktor}}$$

Für den Sicherheitsfaktor wird ein Wert von 1,2 angenommen. Die Leerlaufspannung der PV-Module bewegt sich grundsätzlich im Bereich von ca. 38V. Für unsere Berechnung wird von einer Leerlaufspannung von 38,2V ausgegangen.

$$\text{Modulanzahl} = \frac{1000\text{V}}{38,2 \text{ V} * 1,2} = 21,8 \text{ Stk}$$

Da ein Sicherheitsfaktor von 1,2 berücksichtigt wurde, kann die maximale Modulanzahl pro String auf 22Stk angehoben werden. Somit ergeben sich bei 184 Modulen 9 Strings.

Die 184 PV-Module wurden wie folgt auf die 9 Strings aufgeteilt.

- String 1: 21 Module – nördliche Modulreihe auf der Technikzentrale
 - Verschattung: Keine Verschattung zu erwarten
- String 2: 21 Module – südliche Modulreihe auf der Technikzentrale
 - Verschattung: Keine Verschattung zu erwarten
- String 3: 23 Module – Modulreihe südlich der Rückkühler
 - Verschattung: Verschattung am späten Nachmittag
- String 4: 21 Module – Modulbereich westlich und angrenzend an die Technikzentrale
 - Verschattung: Verschattung ist am Morgen und am frühen Vormittag durch technikzentrale und Rückkühler zu erwarten.
- String 5: 18 Module – nördlichster Modulbereich angrenzend an String 4
 - Verschattung: Keine Verschattung zu erwarten
- String 6: 18 Module – mittlerer Modulbereich angrenzend an String 4
 - Verschattung: Keine Verschattung zu erwarten

- String 7: 20 Module – südlicher Modulbereich angrenzend an String 4
 - Verschattung: Keine Verschattung zu erwarten
- String 8: 23 Module – südlicher Modulbereich östlich der Technikzentrale
 - Verschattung: Verschattung ist am späteren Nachmittag sowie Abend zu erwarten
- String 9: 19 Module – nördlicher Modulbereich östlich der Technikzentrale
 - Verschattung: Mit Verschattung ist in den Wintermonaten ab dem frühen Nachmittag zu rechnen.

7.3 Auswahl Anlagenkomponenten

Um die Amortisationszeit dieser Anlage möglichst niedrig zu halten, ist es notwendig, Technologien und Komponenten einzusetzen, welche einen möglichst hohen Wirkungsgrad aufweisen, gleichzeitig jedoch auch möglichst geringe Kosten mit sich bringen.

7.3.1 PV-Solarmodul

Die Entscheidung muss zwischen dem monokristallinen und polykristallinen Silizium gefällt werden. Andere Technologien, wie Dünnschichtmodule, oder CIGS-Technologien, sind aufgrund des geringen Wirkungsgrades, oder den extrem hohen Anschaffungskosten nicht relevant.

Da sich die beiden Technologien in ihren Eigenschaften sehr ähneln, wird die Entscheidung über eine Wirtschaftlichkeitsrechnung über 20 Jahre angestellt. Als Berechnungsgrundlage wird vom derzeitigen Strompreis von 0,09€/kWh und einem Wirkungsgrad des Wechselrichter von 0,97% ausgegangen.

7.3.1.1 Monokristallines Silizium

PV-Module mit monokristalliner Solartechnologie, sind im Vergleich zu den polykristallinen PV-Modulen etwas kostenintensiver, erreichen aber auch einen etwas höheren Wirkungsgrad, welcher sich zwischen 14 und 20% befindet.

Im Anhang C ist das Datenblatt zum angebotenen PV-Modul mit monokristallinem Silizium dargestellt.

Der Preis dieses Moduls liegt bei 200,20€ pro Stück, was für die gesamte Anlage insgesamt Kosten in der Höhe von 36.836,80€, bei einem Wirkungsgrad von 15,9%, bedeutet.

Als erstes muss der jährliche Ertrag an Strom berechnet werden. Danach kann unter Berücksichtigung der Anschaffungskosten, sowie des Strompreises und der Betriebsdauer, auf den Gewinn geschlossen werden.

$$P_{\text{Gesamt}} = (\text{jährliche Solareinstrahlung}_{0,95} * \text{Modulanzahl}_{0,95} + \text{jährliche Solareinstrahlung}_{0,97} * \text{Modulanzahl}_{0,97}) * \text{Modulfläche je Einheit} * \text{Modulwirkungsgrad} * \text{Wechselrichterwirkungsgrad}$$

$$P_{\text{Gesamt}} = (1174 \text{ kWh/m}^2 * 65 + 1150 \text{ kWh/m}^2 * 119) * 1,65\text{m}^2 * 0,159 * 0,97$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 54.244,85 \text{ kWh}$$

$$\text{Ersparnis} = (P_{\text{Gesamt}} * \text{Strompreis} * \text{Jahre}) - \text{Anschaffungskosten}$$

$$E_1 = (54.244,85\text{kWh} * 0,09\text{€/kWh} * 20) - 36.836,80\text{€}$$

$$E_1 = 60.803,93\text{€}$$

7.3.1.2 Polykristallines Silizium

Als zweite mögliche PV-Technologie wird das polykristalline Silizium in Erwägung gezogen. Hier liegt der Wirkungsgrad meist im Bereich von 12 – 16%.

Im Anhang D kann man das Datenblatt zum angebotenen PV-Modul finden.

Angebotspreis für dieses Modul liegt bei 175,00€ pro Stück, was wiederum für die gesamte Anlage Kosten in der Höhe von 32.200€, bei einem Wirkungsgrad von 15,3%, bedeutet.

$$P_{\text{Gesamt}} = (\text{jährliche Solareinstrahlung}_{0,95} * \text{Modulanzahl}_{0,95} + \text{jährliche Solareinstrahlung}_{0,97} * \text{Modulanzahl}_{0,97}) * \text{Modulfläche je Einheit} * \text{Modulwirkungsgrad} * \text{Wechselrichterwirkungsgrad}$$

$$P_{\text{Gesamt}} = (1174 \text{ kWh/m}^2 * 65 + 1150 \text{ kWh/m}^2 * 119) * 1,65\text{m}^2 * 0,153 * 0,97$$

$$P_{\text{Gesamt}} = 52.197,87 \text{ kWh}$$

$$\text{Ersparnis} = (P_{\text{Gesamt}} * \text{Strompreis} * \text{Jahre}) - \text{Anschaffungskosten}$$

$$E_2 = (52.197,87\text{kWh} * 0,09\text{€/kWh} * 20) - 32200\text{€}$$

$$E_2 = 61.756,17\text{€}$$

7.3.1.3 Entscheidung

Aus den Berechnungen im Kapitel 7.3.1.1 und 7.3.1.2 geht hervor, dass unter den in Kapitel 7.3.1 genannten Voraussetzungen, mit den Modulen mit der polykristallinen Technologie um 952,24€ mehr an Gewinn erzielt wird, als mit der monokristallinen Technologie. Aus dieser Rechnung geht klar hervor, dass sich der Mehrpreis des monokristallinen PV-Moduls nicht durch den etwas besseren Wirkungsgrad rentiert. Somit muss für die weiteren Planungstätigkeiten mit dem polykristallinen PV-Modul kalkuliert und gerechnet werden.

7.3.2 Gleichstrom Hauptschalter

Seit dem Juni 2006 sind in Österreich Gleichstrom Hauptschalter, zur Lastentrennung zwischen den PV-Modulen und dem Inverter, vorgeschrieben. Aufgrund dieser gesetzlichen Anforderung, sind diese Gleichstrom Hauptschalter meist bereits im Inverter integriert. Da ein solcher Gleichstrom Hauptschalter weder kostentechnisch, noch bezüglich des Wirkungsgrades eine Rolle spielt, wird auf diesen nicht weiter eingegangen.

7.3.3 Inverter

Da PV-Module Gleichstrom produzieren, die meisten Verbraucher jedoch Wechselstrom benötigen, ist es notwendig, den produzierten Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln. Neben dem Finden des optimalen Leistungspunktes der Anlage, ist dies die Hauptaufgabe des Inverters, oder auch Wechselrichter genannt, und ist somit das Herzstück jeder PV-Anlage.

7.3.3.1 Auslegung des Inverters

7.3.3.1.1 Ermittlung der Grenzspannungen des Moduls

Die Grenzspannungen des Moduls sind notwendig um den Spannungsbereich des Wechselrichters ermitteln zu können. Aus dem Datenblatt des PV-Moduls können folgende Werte, welche bei einer Temperatur von 25°C ermittelt wurden, abgelesen werden:

Leerlaufspannung - U_{OC} = 38,0 V

Spannung im MPP - U_{MP} = 30,3 V

Temperaturkoeffizient von U_{OC} = -0,32 %/K = -0,1216 V/K

Die höchsten Spannungen treten bei tiefen Temperaturen, sprich im Winter, und die niedrigsten, im Sommer, bei hohen Temperaturen, auf. Daher haben sich Grenztemperaturen von -10°C und 70°C als geeignet herauskristallisiert. Nun werden die Grenzspannungen bei diesen Temperaturen berechnet.

$$U_{OC} \text{ bei } -10^{\circ}\text{C} = 38,0\text{V} + (35\text{K} * 0,1216\text{V/K}) = 42,26 \text{ V}$$

$$U_{MP} \text{ bei } 70^{\circ}\text{C} = 30,3\text{V} - (45\text{K} * 0,1216\text{V/K}) = 24,83 \text{ V}$$

7.3.3.1.2 Auswahl der Inverter

Da die angegebenen Werte des PV-Moduls, unter realen Bedingungen nicht erreichbar sind, sollte der Inverter etwas unterdimensioniert sein. Daher wird mit einem Faktor von 0,92 der Generatornennleistung gerechnet.

$$\text{Generatornennleistung [W]} = \text{Gesamtmodulanzahl} * \text{Modulnennleistung [Wp]} * \text{Faktor}$$

$$\text{Generatornennleistung} = 184 * 250\text{Wp} * 0,92 = 42.320 \text{ W}$$

Der größte, zur Verfügung stehende Inverter hat eine mögliche DC-Nennleistung von 30.000 W. Daher ist es nicht möglich alle Module auf einen Inverter zu hängen. Des Weiteren, ist darauf zu achten, dass jeder Inverter nur 2 MPP-Tracker hat und auf jeden MPP-Tracker, immer nur Module und Strings mit demselben Verschattungsbild gehängt werden sollten. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen, ergibt sich folgendes Bild:

Inverter 1

DC-Nennleistung: 30.000 W

MPP-Tracker 1:

String 1	21 Module	5.250 Wp
String 2	21 Module	5.250 Wp
String 5	18 Module	4.500 Wp
String 6	18 Module	4.500 Wp
String 7	20 Module	5.000 Wp

MPP-Tracker 2:

String 4	21 Module	5.250 Wp
----------	-----------	----------

Gesamtnennleistung:	29.750 Wp
Abminderungsfaktor	0,92
Gesamtnennleistung inkl	
Abminderung:	27.370 Wp

Inverter 2

DC-Nennleistung: 15.000 W

MPP-Tracker 1:

String 8 23 Module 5.750 Wp

String 9 19 Module 4.250 Wp

MPP-Tracker 2:

String 3 23 Module 5.750 Wp

Gesamtnennleistung: 16.250 Wp

Abminderungsfaktor 0,92

Gesamtnennleistung inkl

Abminderung: 14.950 Wp

Im Anhang E sind die beiden Datenblätter dieser hier berechneten Inverter dargestellt.

7.3.3.1.3 Ermittlung und Überprüfung des Spannungsbereiches

Der notwendige Spannungsbereich des Inverters, wird mit den in Kapitel 7.3.3.1.1 ermittelten Grenzspannungen des Moduls, errechnet. So wird die Spannung U_{OC} mit der Modulanzahl des größten Strings und die Spannung U_{MP} mit der Modulanzahl des kleinsten Strings multipliziert. Da wir bei den beiden Invertern unterschiedliche Modulanzahlen haben, müssen beide separate berechnet werden.

Inverter 1 $U_{MP} = 38,0 \text{ V}$ Kleinster String: String 5/6 - 18 Module $U_{OC} = 30,3 \text{ V}$ Größter String: String 1/2/4 - 21 ModuleUntere Spannungsgrenze = $U_{MP} * 18 =$ 545,40 VObere Spannungsgrenze = $U_{OC} * 21 =$ 798,00 V**Inverter 2** $U_{MP} = 38,0 \text{ V}$ Kleinster String: String 9 - 19 Module $U_{OC} = 30,3 \text{ V}$ Größter String: String 3/8 - 23 ModuleUntere Spannungsgrenze = $U_{MP} * 19 =$ 575,70 VObere Spannungsgrenze = $U_{OC} * 23 =$ 874,00 V

Aus den Datenblättern kann in der Anlage E, kann für beide Inverter ein MPP-Spannungsbereich bei Nennleistung von 480V – 800V entnommen werden. Die Strings welche auf den Inverter 1 geschalten werden, liegen alle innerhalb dieses Bereichs. Bei Inverter 2 wird bei String 3 und 8, die obere Grenze des Spannungsbereiches von 800V überschritten. Dies sollte aber kein Problem darstellen, da der Inverter auf eine DC-Eingangsspannung von 1000V ausgelegt ist und der MPP-Spannungsbereich von 250V bis 950V reicht.

7.3.3.1.4 Überprüfung Stromgrenzen

Bei Inverter 1, liegt der maximale Eingangsstrom bei 33A für jeden MPP-Tracker und bei Inverter 2, liegt dieser maximale Eingangsstrom bei 21A pro MPP-Tracker. Am Datenblatt des PV-Moduls ist ein Strom im MPP I_{MP} von 8,27A angegeben. Durch die serielle Verschaltung, der Module innerhalb der einzelnen Strings, wird dieser Strom auch nicht erhöht, somit ist für jeden String mit einem Strom von $I_{MP} = 8,27A$ zu rechnen. Da die einzelnen Strings aber parallel zu einander geschalten sind, addieren sich hier die Ströme. Somit ist jeder einzelne MPP-Tracker separat zu rechnen.

Inverter 1

Maximal zulässiger Strom/MPP-Tracker = 33A $I_{MP} = 8,27A$

MPP-Tracker 1:

Anzahl Strings:	5	
Gesamtstrom MPP-Tracker 1		= 41,35 A

MPP-Tracker 2:

Anzahl Strings:	1	
Gesamtstrom MPP-Tracker 2		= 8,27 A

Inverter 2

Maximal zulässiger Strom/MPP-Tracker = 21A $I_{MP} = 8,27A$

MPP-Tracker 1:

Anzahl Strings:	2	
Gesamtstrom MPP-Tracker 1		= 16,54 A

MPP-Tracker 2:

Anzahl Strings:	1	
Gesamtstrom MPP-Tracker 2		= 8,27 A

Wie in dieser Berechnung hervorgeht, wird der maximal zulässige Eingangsstrom von 33A beim MPP-Tracker 1 des ersten Inverters überschritten. Hier wird es notwendig sein, einen String von MPP-Tracker 1 auf den MPP-Tracker 2 zu verlegen.

7.3.3.2 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des Inverters, ist ausschlaggebend, wieviel elektrische Energie tatsächlich den Verbrauchern zur Verfügung steht. Auf den meisten Datenblättern wird der maximale Wirkungsgrad angepriesen, dieser ist aber unter realen Bedingungen, nur schwer erreichbar.

Näher an den realen Bedingungen ist der Europäische Wirkungsgrad, da hier das Messverfahren aus dem Durchschnitt von unterschiedlichen Belastungen und Bedingungen errechnet wird. Somit, wird für alle weiteren Berechnungen der europäische Wirkungsgrad herangezogen.

Inverter 1 - europäischer Wirkungsgrad = 98%

Inverter 2 - europäischer Wirkungsgrad = 97,3%

7.3.3.3 Positionierung des Inverters

Um einen möglichst guten Wirkungsgrad, sowie eine möglichst hohe Lebensdauer des Inverters zu erreichen, ist es notwendig, diesen bei möglichst konstanten kühlen Temperaturen zu betreiben, womit die Positionierung am Dach oder in der Technikzentrale hinfällig ist. Als womöglich optimaler Betriebsort, weißt sich hier der Serverraum im Keller des Gebäudes aus. Dieser Serverraum wird mit einer sogenannten „Free-Cooling“ Klimatisierung betrieben, welches eine besonders umweltfreundliche und energiesparende Art der Klimatisierung ist.

Diese Positionierung im Keller hat zur Folge, dass die Kabelstränge der einzelnen Strings bis in den Keller gezogen werden müssen. Was bis auf den etwas höheren Material- und Montageaufwand jedoch keine wesentlichen Einflüsse nehmen soll, da aufgrund der seriellen Verschaltung der PV-Module in jedem String die elektrischen Ströme relativ gering sein werden und somit auch die damit in Verbindung stehenden Verluste.

7.3.4 Endgültige Gruppierung der Strings

Inverter 1

				Leistung inkl.			
				Faktor	U_{MP}	U_{OC}	I_{MP}
MPP-Tracker 1							
String 2	-	21 Module		4.830 W	636,30 V	798 V	8,27 A
String 5	-	18 Module		4.140 W	545,40 V	684 V	8,27 A
String 6	-	18 Module		4.140 W	545,40 V	684 V	8,27 A
String 7	-	20 Module		4.600 W	606,00 V	760 V	8,27 A
MPP-Tracker 2							
String 1	-	21 Module		4.830 W	636,30 V	798 V	8,27 A
String 4	-	21 Module		4.830 W	636,30 V	798 V	8,27 A

Inverter 2

				Leistung inkl.			
				Faktor	U_{MP}	U_{OC}	I_{MP}
MPP-Tracker 1							
String 8	-	23 Module		5.290 W	696,90 V	874 V	8,27 A
String 9	-	19 Module		4.370 W	575,70 V	722 V	8,27 A
MPP-Tracker 2							
String 3	-	23 Module		5.290 W	696,90 V	874 V	8,27 A

8 Wirtschaftlichkeitsberechnung

In diesem Kapitel soll die Wirtschaftlichkeit der geplanten Anlage untersucht werden. Hierfür werden die Anschaffungskosten der Anlage, der jährlichen Ersparnis an Kosten für elektrische Energie, gegenübergestellt.

8.1 Investitionskosten der Anlage

Die Investitionskosten können in folgende Kostenträger unterteilt werden:

- Kosten der Anlagenkomponenten
- Montage- und Inbetriebnahme Kosten

8.1.1 Kosten für Anlagenkomponenten

8.1.1.1 Kosten für PV-Module

Laut dem Angebot, liegt der Modulpreis für das Polykristalline PV-Modul bei 0,70€/Wp.

Die hier geplante Anlage hat einen Umfang von 184 PV-Modulen, wobei für jedes dieselbe Nennleistung von 250Wp angegeben wurde.

Somit ergibt sich folgende Berechnung für die Anschaffungskosten der PV-Module:

Kosten PV-Module = Preis pro Watt * Modulnennleistung * Anzahl Module

$$K_{PV} = 0,70\text{€/Wp} * 250\text{Wp} * 184$$

$$K_{PV} = 32.200\text{€}$$

8.1.1.2 Kosten für Inverter

Im Angebot ist ein Preis von 150€/kW für die Wechselrichter angeführt. Unter Kapitel 7.3.3 ist die Auswahl der Inverter angeführt. Für diese Anlage sind zwei Inverter notwendig, wobei Inverter 1 eine Nennleistung von 30.000W und Inverter 2 eine Nennleistung von 15.000W hat.

Somit ergibt sich folgende Berechnung für die Kosten der Inverter:

$$\text{Kosten Inverter} = \text{Preis pro kW} * (\text{Nennleistung Inverter 1} + \text{Nennleistung Inverter 2})$$

$$K_{IN} = 150\text{€/kW} * (30\text{kW} + 15\text{kW})$$

$$K_{IN} = 6.750\text{€}$$

8.1.1.3 Kosten für Aufständering

Laut dem Angebot der Fa. ELA, muss für die gesamte Unterkonstruktion der 184 Module von einem Gesamtpreis von 18.150,00€ ausgegangen werden. Dieser Preis inkludiert bereits die Ballastierung, wobei hier von einem Standardfall ausgegangen wurde. Die genaue Ballastierung der Unterkonstruktion ist abhängig von den Windlasten und muss von der Gebäudestatik aufgenommen werden können.

8.1.2 Kosten für Montage und Inbetriebnahme

Für die gesamte Installation, Verkabelung und Inbetriebnahme der Anlage wurde im Angebot der Fa. ELA ein Gesamtpreis von 16.500,00€ berücksichtigt.

8.1.3 Investitionskosten Gesamt

Die gesamten Investitionskosten setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen und kann durch Summierung dieser ermittelt werden.

Kostenträger	Betrag
PV-Module	32.200,00 €
Inverter	6.750,00 €
Aufständering	18.150,00 €
Montage u. Inbetriebnahme	16.500,00 €
Investitionskosten	73.600,00 €

8.2 Jährliche Stromkostenersparnis

Um die jährliche Ersparnis an Stromkosten berechnen zu können, ist es notwendig, die detaillierten jährlichen Erträge zu ermitteln, unter Berücksichtigung der jährlichen Verminderung des Wirkungsgrades der PV-Module.

Die jährliche Verminderung des Modulwirkungsgrades, kann aus dem Diagramm von Datenblatt des Moduls entnommen werden.

8.2.1 Jährliche Leistungsberechnung

Aus dem Datenblatt geht hervor, dass nach 20 Jahren immer noch 80% der Ausgangsleistung erreicht werden. Wodurch sich die Leistung jedes Jahr um exakt 1% verringert.

Globalstrahlung horizontal	1.194,30	kWh/m²	
Abweichung vom Standardspektrum	-11,94	kWh/m ²	-1,00%
Ausrichtung und Neigung der Modulebene	91,2	kWh/m ²	7,71%
Reflexion an Moduloberfläche	-69,58	kWh/m ²	-5,46%
Globalstrahlung auf Modul	1.204,00	kWh/m²	
Modulgesamtfläche: 1,650 * 0,992 * 184	x 301,17	m ²	
	=	kWh	
	362.599,7		
PV Globalstrahlung	362.599,70	kWh	
Modul-Nennwirkungsgrad 15,3%	-	kWh	
	307.121,59		-84,70%
PV Nennenergie	55.478,10	kWh	
Teillast	-1.218,42	kWh	-2,20%
Temperatur	-1.297,05	kWh	-2,39%
Dioden	-264,81	kWh	-0,50%
Mismatch (Herstellerangaben)	-1.053,96	kWh	-2,00%
Strangleitung	-17,39	kWh	-0,03%
PV-Energie (DC) ohne Wechselrichter-Abregelung	51.626,50	kWh	
Abregelung wegen MPP-Spannungsbereich	-5,16	kWh	-0,01%
Abregelung wegen max. AC-Leistung/cos phi	-5,16	kWh	-0,01%
MPP Anpassung	-343,78	kWh	-0,67%

Energie am WR-Eingang	51.272,40	kWh	
Abweichung der Eingangs- von der Nennspannung	-128,18	kWh	-0,25%
Welchselrichter Wirkungsgrad: (98 * 119 + 97,3 * 65) / 184 = 97,75%	-1153,62	kWh	-2,25%
Energie am WR-Ausgang	49.990,60	kWh	

Um nun noch die genauen Werte für die Leistungsberechnung der unterschiedlichen Jahre zu erhalten, muss dieser hier errechnete Wert mit den jeweiligen Leistungsminderungen der jeweiligen Jahre multipliziert werden.

1. Jahr	100%	x 1,00 =	49.990,60 kWh
2. Jahr	99%	x 0,99 =	49.490,69 kWh
3. Jahr	98%	x 0,98 =	48.990,79 kWh
4. Jahr	97%	x 0,97 =	48.490,88 kWh
5. Jahr	96%	x 0,96 =	47.990,98 kWh
6. Jahr	95%	x 0,95 =	47.491,07 kWh
7. Jahr	94%	x 0,94 =	46.991,16 kWh
8. Jahr	93%	x 0,93 =	46.491,26 kWh
9. Jahr	92%	x 0,92 =	45.991,35 kWh
10. Jahr	91%	x 0,91 =	45.491,45 kWh
11. Jahr	90%	x 0,90 =	44.991,54 kWh
12. Jahr	89%	x 0,89 =	44.491,63 kWh
13. Jahr	88%	x 0,88 =	43.991,73 kWh
14. Jahr	87%	x 0,87 =	43.491,82 kWh
15. Jahr	86%	x 0,86 =	42.991,92 kWh
16. Jahr	85%	x 0,85 =	42.492,01 kWh
17. Jahr	84%	x 0,84 =	41.992,10 kWh
18. Jahr	83%	x 0,83 =	41.492,20 kWh
19. Jahr	82%	x 0,82 =	40.992,29 kWh
20. Jahr	81%	x 0,81 =	40.492,39 kWh
Gesamtleistung über 20 Jahre			904.829,86 kWh

8.2.2 Strompreiskalkulation

Die Strompreiskalkulation, wird anhand der Stromrechnung der Fa. KNAPP für den Monat April im Jahr 2014 aufgestellt.

Folgende Berechnung ergibt sich dadurch:

Energiepreis

Energiepreis	6,878 ct/kWh
Kosten für Herkunftsnachweise	0,020 ct/kWh

Netzentgelte

Netznutzung	1,060 ct/kWh
Netzverlust	0,164 ct/kWh

Steuern und Abgaben

Elektrizitätsabgabe	1,500 ct/kWh
Ökostromförderbeitrag	
Netznutzung	0,297 ct/kWh
Ökostromförderbeitrag	
Netzverluste	0,041 ct/kWh

Strompreis	9,960 ct/kWh
-------------------	---------------------

8.2.3 Stromkostensparnis

Über den kalkulierten Strompreis und den errechneten jährlichen Erträge, kann über eine einfache Multiplikation dieser, auf die Stromkostensparnis geschlossen werden.

	Energie pro Jahr		Strompreis	Stromkosten pro Jahr	Gesamtersparnis
1. Jahr	49.990,60 kWh	0,0996 €/kWh		4.979,06 €	4.979,06 €
2. Jahr	49.490,69 kWh	0,0996 €/kWh		4.929,27 €	9.908,34 €
3. Jahr	48.990,79 kWh	0,0996 €/kWh		4.879,48 €	14.787,82 €
4. Jahr	48.490,88 kWh	0,0996 €/kWh		4.829,69 €	19.617,51 €
5. Jahr	47.990,98 kWh	0,0996 €/kWh		4.779,90 €	24.397,41 €
6. Jahr	47.491,07 kWh	0,0996 €/kWh		4.730,11 €	29.127,52 €
7. Jahr	46.991,16 kWh	0,0996 €/kWh		4.680,32 €	33.807,84 €
8. Jahr	46.491,26 kWh	0,0996 €/kWh		4.630,53 €	38.438,37 €
9. Jahr	45.991,35 kWh	0,0996 €/kWh		4.580,74 €	43.019,11 €
10. Jahr	45.491,45 kWh	0,0996 €/kWh		4.530,95 €	47.550,06 €
11. Jahr	44.991,54 kWh	0,0996 €/kWh		4.481,16 €	52.031,22 €
12. Jahr	44.491,63 kWh	0,0996 €/kWh		4.431,37 €	56.462,58 €
13. Jahr	43.991,73 kWh	0,0996 €/kWh		4.381,58 €	60.844,16 €
14. Jahr	43.491,82 kWh	0,0996 €/kWh		4.331,79 €	65.175,94 €
15. Jahr	42.991,92 kWh	0,0996 €/kWh		4.281,99 €	69.457,94 €
16. Jahr	42.492,01 kWh	0,0996 €/kWh		4.232,20 €	73.690,14 €
17. Jahr	41.992,10 kWh	0,0996 €/kWh		4.182,41 €	77.872,56 €
18. Jahr	41.492,20 kWh	0,0996 €/kWh		4.132,62 €	82.005,18 €
19. Jahr	40.992,29 kWh	0,0996 €/kWh		4.082,83 €	86.088,01 €
20. Jahr	40.492,39 kWh	0,0996 €/kWh		4.033,04 €	90.121,05 €

8.3 Berechnung der Amortisationszeit

Bei der Amortisationszeitberechnung wird errechnet, ab welchem Zeitpunkt sich die Investitionskosten der Anlage, durch den geringeren Stromverbrauch wieder neutralisiert haben.

Um diesen Zeitpunkt errechnen zu können, müssen die Investitionskosten durch die Stromkosten dividiert werden. So erhält man die Leistung an Strom, welche produziert werden muss, um die Investitionskosten zu neutralisieren.

$$\frac{\text{Investitionskosten}}{\text{Strompreis}} = \text{notwendige Leistung}$$

$$\frac{73.600,00 \text{ €}}{0,0996 \text{ €/kWh}} = 738.955,82 \text{ kWh}$$

Summiert man die jährlichen Energieerträge, so kann man erkennen, dass ein Ertrag von 738.955,82kWh ziemlich genau nach 16 Jahren erreicht wird.

Diese Berechnung wird graphisch im folgenden Diagramm dargestellt.

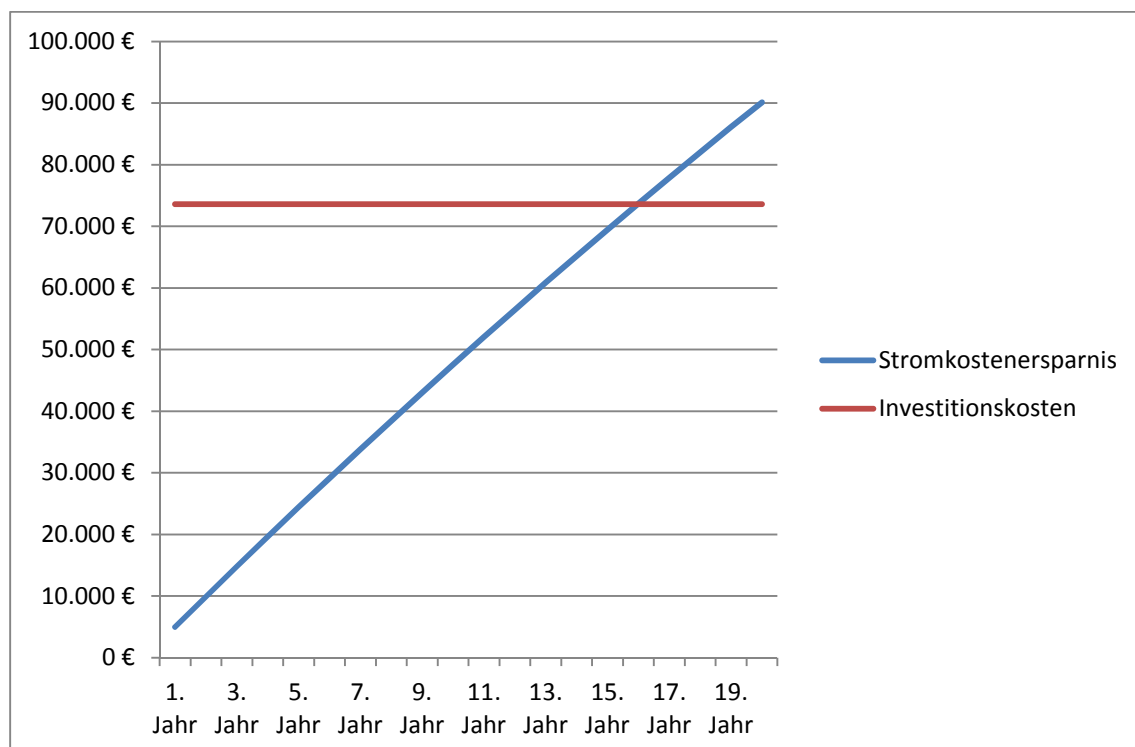


Abbildung 8-1: Stromkostensparnis - Investitionskosten Diagramm

9 Zusammenfassung

9.1 Ergebnisse

Der jährlich notwendige Strombedarf der beiden Kältemaschinen liegt bei ungefähr 257.599 kWh, diesem gegenüber steht eine mögliche Stromproduktion von 49.990 kWh pro Jahr, durch die PV-Anlage. Somit können lediglich 19,4% des Strombedarfs gedeckt werden. Ziel der Diplomarbeit war es die beiden Kältemaschinen über das gesamte Jahr, vollständig mit elektrischer Energie, von einer PV-Anlage, zu versorgen. Damit, reicht es auch nicht aus lediglich den Jahresgesamtbedarf zu betrachten, sondern muss natürlich auch die einzelnen Tage und sogar Stunden in Betracht ziehen. Im Monat August kann von einer globalen Einstrahlung von ca. 150 kWh/m² ausgegangen werden, wodurch man an einem durchschnittlichen Tag auf 4,83 kWh/m² kommt, was bei einer Modulfläche von circa 303,5m² und einem Anlagenwirkungsgrad von 14% eine Tagesarbeit von 205,2kWh entspricht. An einem durchschnittlichen Augusttag, wird von den beiden Kältemaschinen aber eine elektrische Arbeit von ungefähr 1466 kWh benötigt. Somit entspricht die Abdeckung hier nur noch 14%. Diese Abdeckung wird noch weiter sinken, wenn man die Abendstunden an diesem Tag betrachtet, da die Anlage etwas nach Osten ausgerichtet ist und die maximalen Tagestemperaturen erst am Nachmittag erreicht werden.

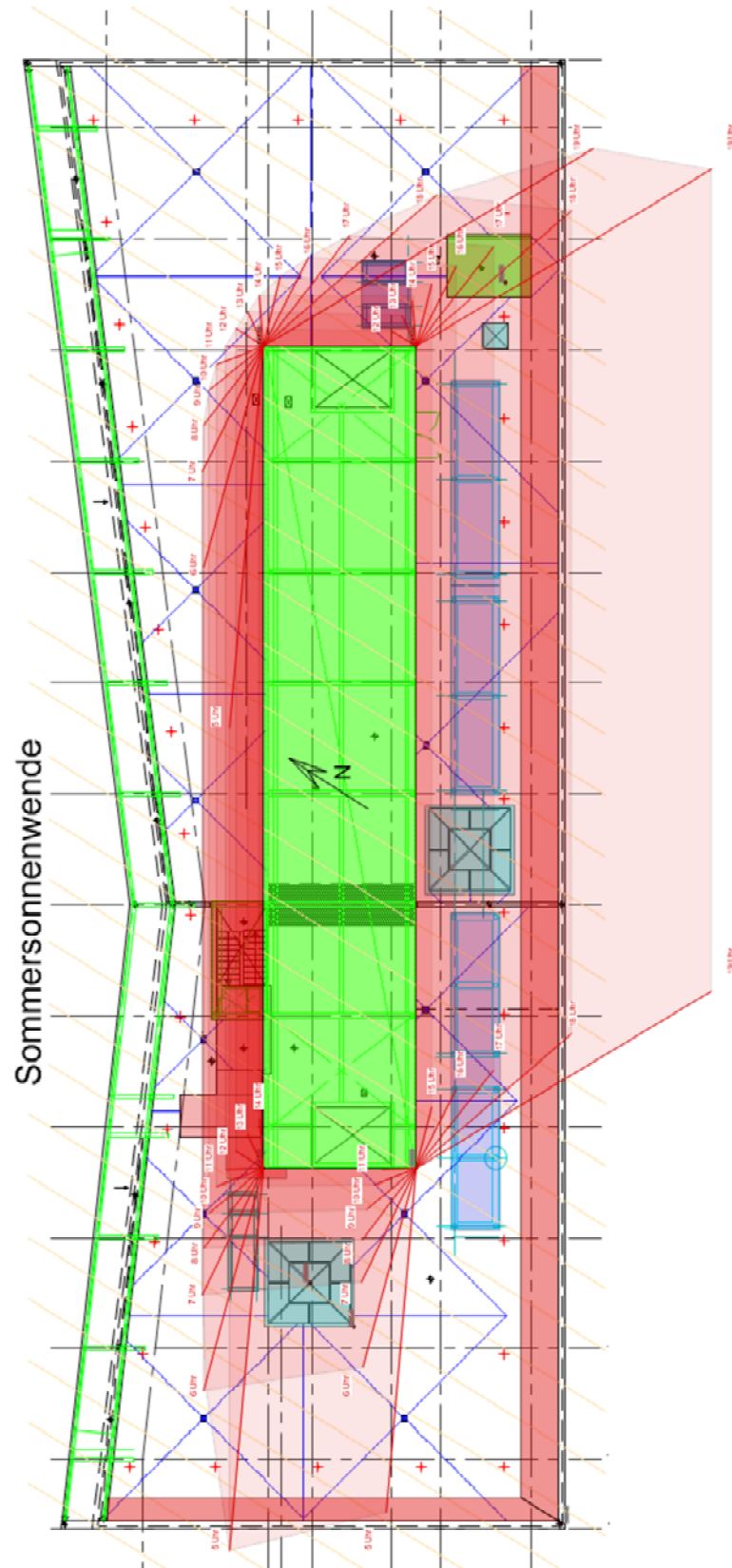
9.2 Fazit

Bei der Erstellung dieser Diplomarbeit musste ich feststellen, dass ein unglaublich hoher Energieaufwand notwendig ist, um ein Bürogebäude, wie das hier bearbeitete, zu klimatisieren und somit ein Umfeld für Mitarbeiter zu schaffen, in welchem es möglich ist, gute Arbeitsleistungen zu erbringen. Das eigentliche Ziel dieser Diplomarbeit war es, die beiden Kältemaschinen, welche das Kältemedium der Kühldecke zur Verfügung stellen, über das gesamte Jahr mit Strom von einer PV-Anlage, welche am Dach des Gebäudes platziert wird, zu versorgen. Schon in groben Berechnungen musste jedoch festgestellt werden, dass die vorhandene freie Fläche nicht ausreichend ist, um dieses Ziel zu erfüllen. Am Ende der detaillierten Berechnung, muss festgestellt werden, dass die vorhandene Fläche nur für 19,4% des Energiebedarfs ausreicht. Dennoch zeigt sich in der Wirtschaftlichkeitsberechnung, dass die Umsetzung dieser Anlage durchaus ihre Berechtigung hätte, da sich die Investitionskosten nach ungefähr 16 Jahren amortisieren und nach 20 Jahren Betriebsdauer, sich ein finanzieller Gewinn von ungefähr 16.500€ einstellt. Jedoch ist nicht nur der

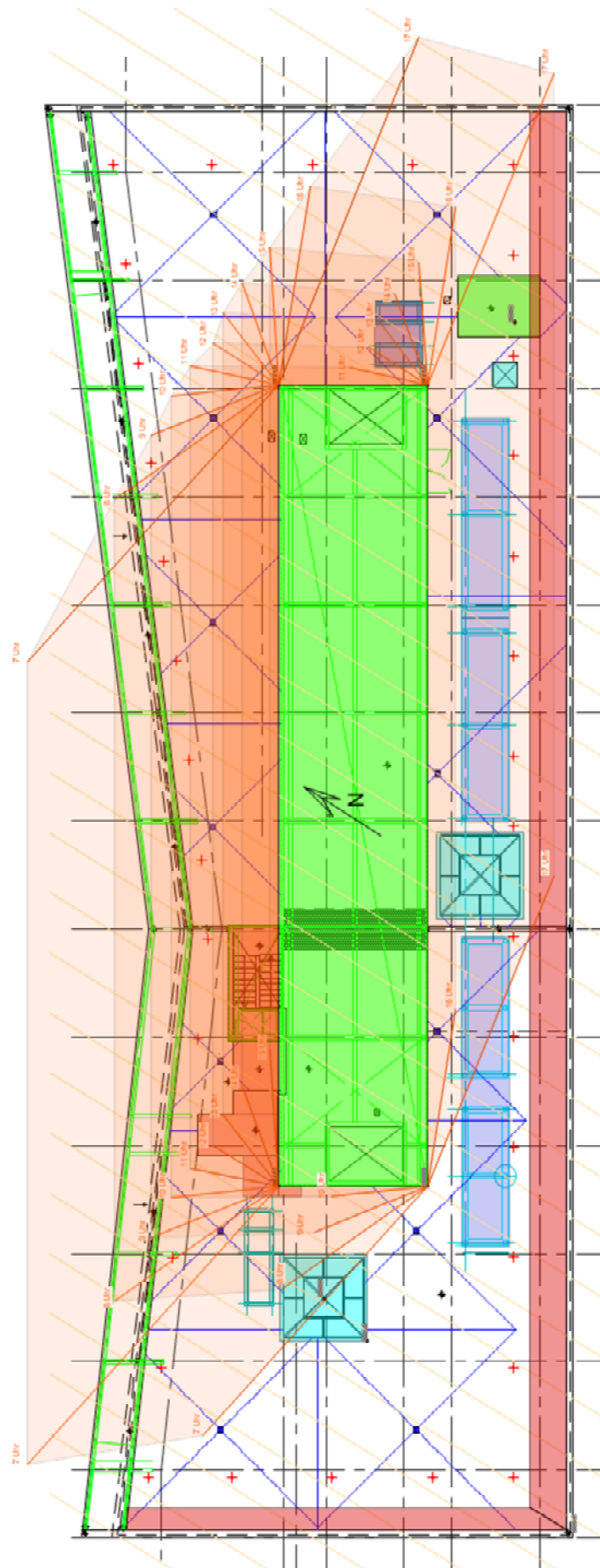
wirtschaftliche Aspekt ein wesentlicher Bonus, sondern vor allem auch der Gedanke an unsere Umwelt. Diese Anlage wäre zwar nur ein kleiner Schritt in eine „grüne“ Zukunft, würde aber mit Sicherheit allen Mitarbeitern und natürlich auch der Bevölkerung zeigen, dass unsere Natur, der Fa. KNAPP ein Anliegen ist. Somit würde die Fa. KNAPP mit gutem Beispiel vorangehen und möglicherweise auch andere Firmen, oder private Personen dazu ermutigen, in diese umweltfreundliche Technologie zu investieren.

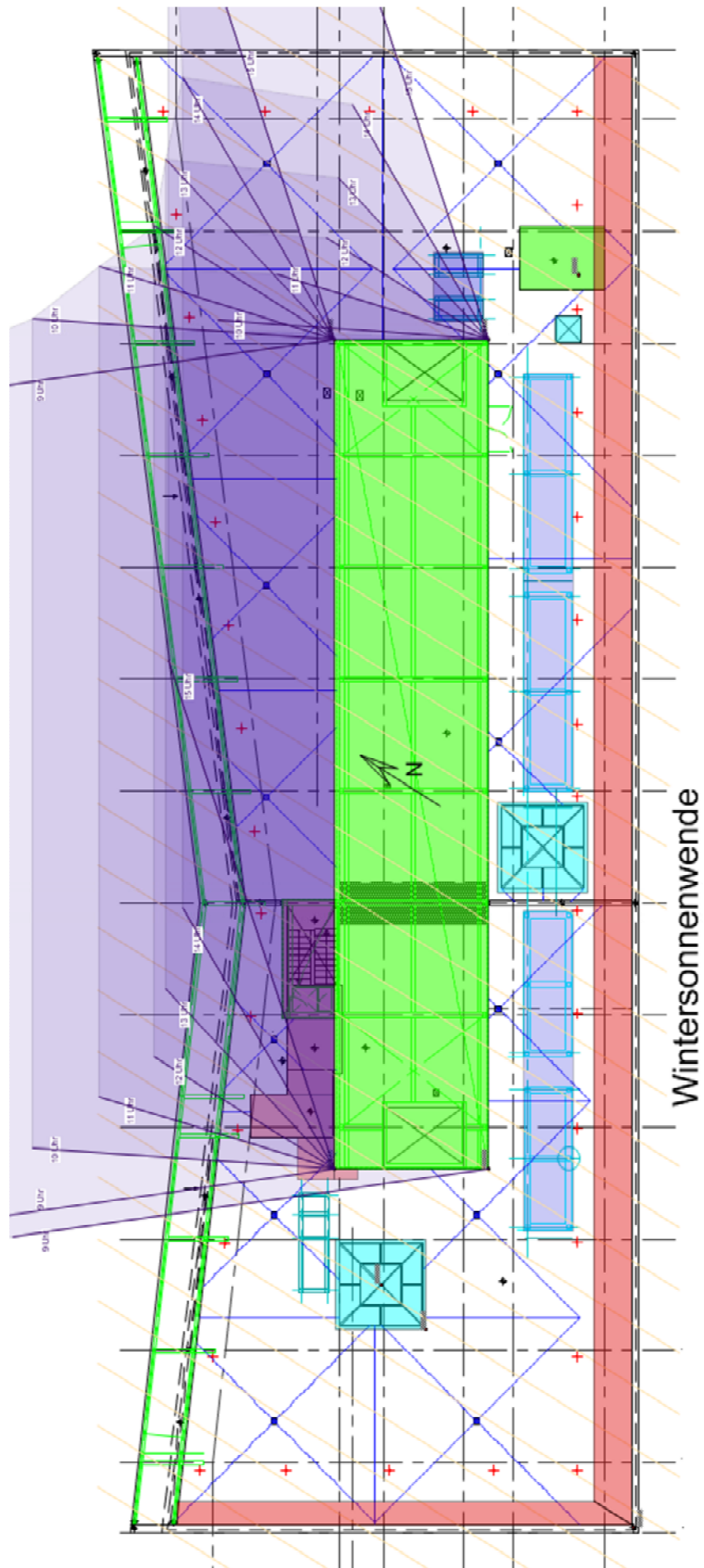
Anlagen

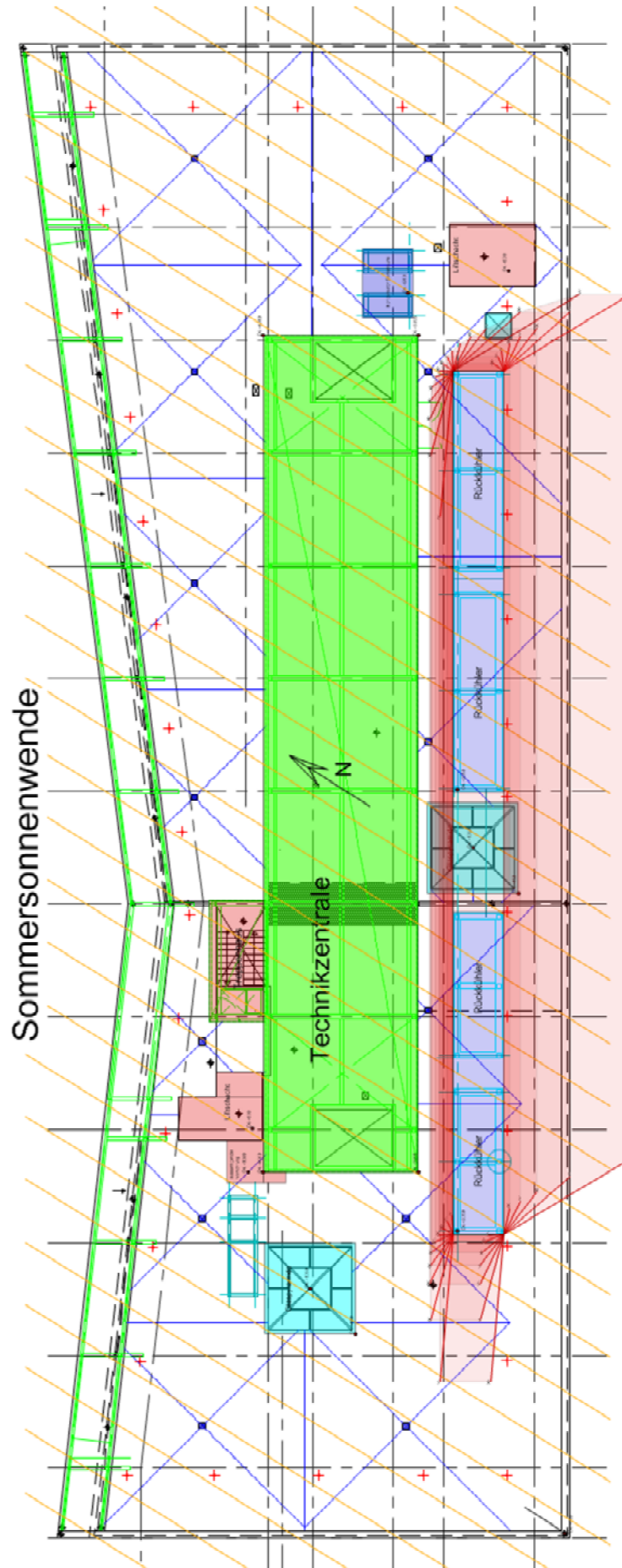
Anlage A: Schattenverläufe der Technikzentrale



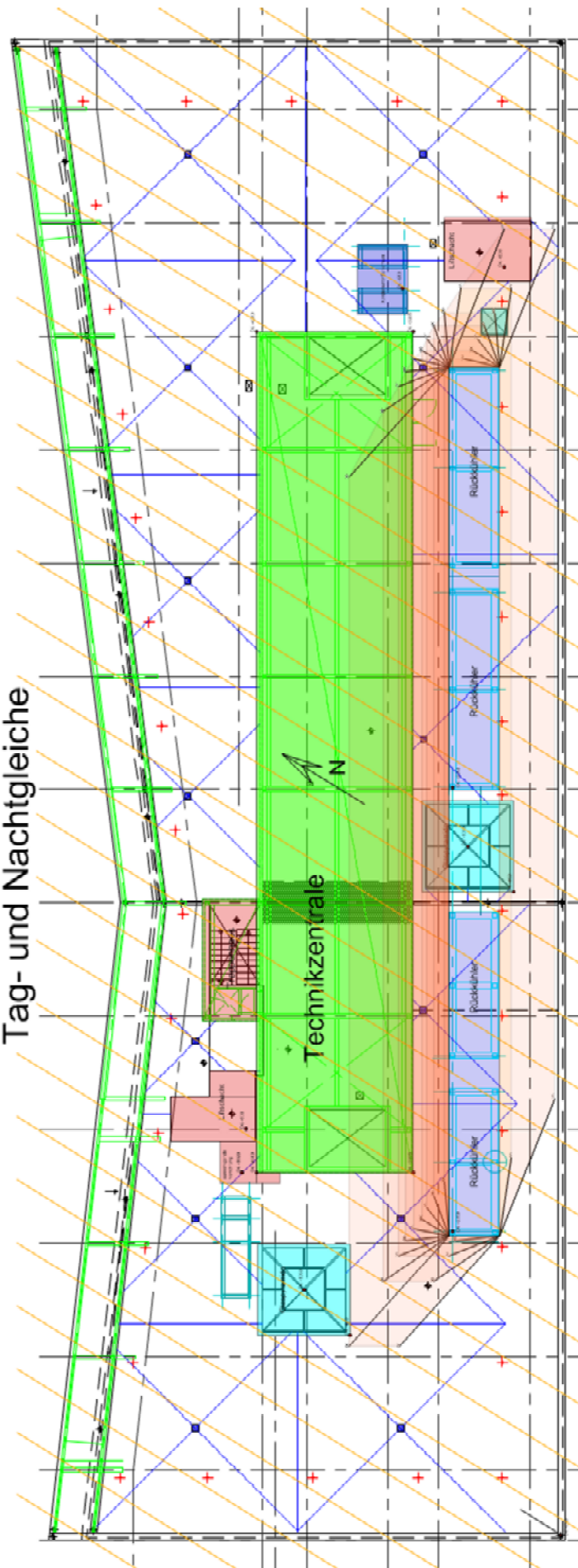
Tag- und Nachtgleiche





Anlage B: Schattenverläufe der Rückkühler

Tag- und Nachtgleiche



Anlage C: Datenblatt Monokristallines PV-Modul

Mono Multi Lösungen

TSM-DC05A.08

DAS Honey^M MODUL

60 ZELLEN

MONOKRISTALLINES MODUL

260–270W

LEISTUNGSBEREICH

16,5%

MAXIMALER WIRKUNGSGRAD

0 bis +3%

POSITIVE LEISTUNGSTOLERANZ

TRINA SOLAR: EIN STARKER UND VERLÄSSLICHER PARTNER

Als weltweit führender Anbieter innovativer Photovoltaikprodukte baut Trina Solar auf eine enge Zusammenarbeit mit Handwerkern, Projektentwicklern, Handel und Technologiepartnern zum Vorteil aller Beteiligten. Das ist die Basis unseres gemeinsamen Ziels, smarte Energie weiter voranzutreiben. Dank eines engmaschigen Vertriebs- und Service-netzes mit lokalen Expertenteams in ganz Europa ist Trina Solar bestens aufgestellt, um auf Ihre Wünsche einzugehen. Mit Trina Solar als starkem, finanziell solidem Partner können Sie sicher sein, die richtige Wahl getroffen zu haben.

www.trinasolar.com

Trina solar
Smart Energy Together



Maximaler Ertrag auf begrenztem Raum durch Spitzenleistung

- Leistungsdichte bis zu 165 W/m²
- Niedriger Temperaturkoeffizient steigert Energieerzeugung bei hohen Betriebstemperaturen



Ansprechende Ästhetik für den Einsatz auf Wohngebäuden

- Gleichmäßig schwarze monokristalline Zellen
- Schwarzer Rahmen



Hervorragendes Schwachlichtverhalten an bewölkten Tagen, morgens und abends

- Hochentwickelte Oberflächentexturierung
- Rückseiten-Passivierung
- Selektiver Emittier

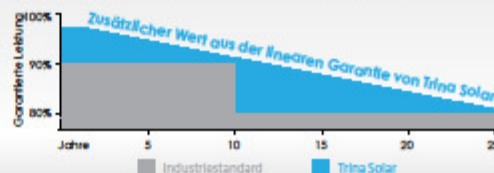


Äußerst zuverlässig dank strenger Qualitätskontrollen

- Alle Module müssen eine Elektrolumineszenz (EL)-Prüfung bestehen
- Mehr als 30 interne Tests (UV, TC, HF und viele mehr)
- Interne Tests gehen weit über Zertifizierungsanforderungen hinaus

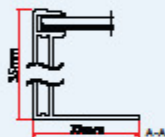
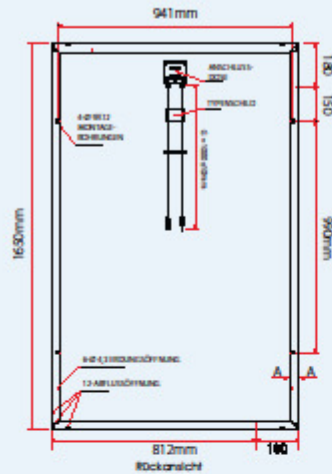
LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

10 Jahre Produktgarantie • 25 Jahre lineare Leistungsgarantie

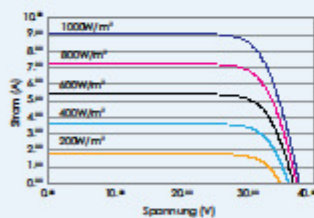


TSM-DC05A.08 DAS HoneyTM MODUL

ABMESSUNGEN DES PV-MODULS TSM-DC05A.08



I-V KURVEN DES PV-MODULS TSM-255 DC05A.08



ZERTIFIZIERUNG

IEC 61215/EN 61215
IEC 61730/EN 61730
IEC 627162/IEC 1917/05.11
IEC 61701
DIN EN 60968-2-48 LC2
MCS 954 0016



ELEKTRISCHE DATEN @ STC

	TSM-260 DC05A.08	TSM-265 DC05A.08	TSM-270 DC05A.08
Nominalleistung- P_{max} (Wp)	260	265	270
Leistungstoleranz (%)	0/+3	0/+3	0/+3
Spannung im MPP- U_{mp} (V)	30,2	30,6	30,8
Strom im MPP- I_{mp} (A)	8,61	8,66	8,77
Leerlaufspannung- U_{oc} (V)	38,4	38,5	38,6
Kurzschlussstrom- I_{sc} (A)	9,15	9,20	9,23
Modulwirkungsgrad- η_m (%)	15,9	16,2	16,5

STC: Strahlungsintensität 1000 W/m², Zelltemperatur 25°C, Spektrale Verteilung von AM1,5 gemäß EN 60904-3. Durchschnittliche Effizienzverringerung um 4,5% bei 200 W/m² gemäß EN 60904-1.

ELEKTRISCHE DATEN @ NOCT

	TSM-260 DC05A.08	TSM-265 DC05A.08	TSM-270 DC05A.08
Ausgangsleistung- P_{max} (Wp)	190	194	198
Spannung im MPP- U_{mp} (V)	27,0	27,2	27,5
Strom im MPP- I_{mp} (A)	7,04	7,13	7,20
Leerlaufspannung- U_{oc} (V)	34,8	35,0	35,7
Kurzschlussstrom- I_{sc} (A)	7,34	7,40	7,48

NOCT: Parameter gemessen bei einer Modultemperatur, die bei einer Strahlung von 800 W/m², einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Windgeschwindigkeit von 1 m/s erreicht wird.

MECHANISCHE DATEN

Solarzellen	Monokristallin 156 x 156 mm
Zellausrichtung	60 Zellen (6 x 10)
Modulmaße	1650 x 992 x 35 mm
Gewicht	18,6 kg
Glas	Hochtransparentes Solarglas 3,2 mm
Rückseitenfolie	Weiß
Rahmen	Schwarz eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	IP 65
Kabel	Photovoltaikkabel 4,0 mm², 1000 mm
Stecker	Original MC4

TEMPERATURWERTE

Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT)	44°C (±2K)
Temperaturkoeffizient von P_{max}	-0,41%/K
Temperaturkoeffizient von U_{oc}	-0,32%/K
Temperaturkoeffizient von I_{sc}	0,053%/K

EINSATZBEREICH

Betriebstemperatur	-40 bis +85°C
Maximale Systemspannung	1000V DC (IEC)
Maximale Absicherung	15A

GARANTIE

10 Jahre Garantie auf die Verarbeitung
25 Jahre lineare Leistungsgarantie

(Nähere Details finden Sie unter Produktgarantie)

VERPACKUNGSEINHEITEN

Module pro Karton: 29 Stk.
Module pro 40-Fuß-Container: 812 Stk.

TSM/DE_JBL/2014

Anlage D: Datenblatt Polykristallines PV-Modul

Mono **Multi** Lösungen

TSM-PC05A DAS Honey MODUL

60 ZELLEN
MULTIKRISTALLINES MODUL

250–260W
LEISTUNGSBEREICH

15,9%
MAXIMALER WIRKUNGSGRAD

0 bis +3%
POSITIVE LEISTUNGSTOLERANZ

TRINA SOLAR: EIN STARKER UND VERLÄSSLICHER PARTNER

Als weltweit führender Anbieter innovativer Photovoltaikprodukte baut Trina Solar auf eine enge Zusammenarbeit mit Handwerkern, Projektentwicklern, Handel und Technologiepartnern zum Vorteil aller Beteiligten. Das ist die Basis unseres gemeinsamen Ziels, smarte Energie weiter voranzutreiben. Dank eines engmaschigen Vertriebs- und Service-netzes mit lokalen Expertenteams in ganz Europa ist Trina Solar bestens aufgestellt, um auf Ihre Wünsche einzugehen. Mit Trina Solar als starkem, finanziell solidem Partner können Sie sicher sein, die richtige Wahl getroffen zu haben.

www.trinasolar.com

Trina solar
Smart Energy Together



Hervorragendes Schwachlichtverhalten an bewölkten Tagen, morgens und abends

- Hochentwickelte Oberflächentexturierung
- Rückseiten-Passivierung
- Selektiver Emittier



Maximaler Ertrag auf begrenztem Raum

- 60-Zellen-Modul mit bis zu 260 W Ausgangsleistung
- Leistungsdichte bis zu 159 W/m²



Äußerst zuverlässig dank strenger Qualitätskontrollen

- Alle Module müssen eine Elektrolumineszenz (EL)-Prüfung bestehen
- Mehr als 30 interne Tests (UV, TC, HF und viele mehr)
- Interne Tests gehen weit über Zertifizierungsanforderungen hinaus



Zertifizierte Beständigkeit bei rauen Umwelteinflüssen

- 130 km/h Windlast (2400 Pa)
- 900 kg Schneelast pro Modul (5400 Pa)
- 25 mm Hagelkörner bei 82 km/h

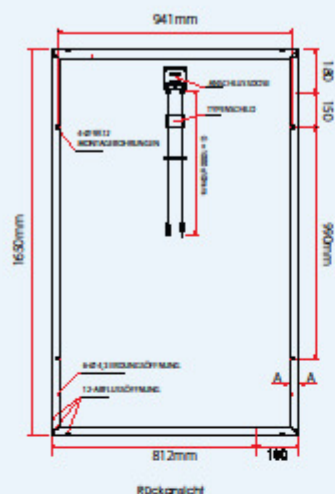
LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

10 Jahre Produktgarantie • 25 Jahre lineare Leistungsgarantie

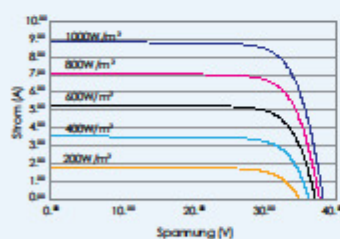


TSM-PC05A DAS Honey MODUL

ABMESSUNGEN DES PV-MODULS TSM-PC05A



I-V KURVEN DES PV-MODULS TSM-255 PC05A



ZERTIFIZIERUNG

IEC 61215/EN 61215
IEC 61730/EN 61730
IEC 61701
DIN EN 60968-2-48 LC2
MCS 88A 0016
ICIM 701045



ELEKTRISCHE DATEN @ STC

	TSM-250 PC05A	TSM-255 PC05A	TSM-260 PC05A
Nominalleistung- P_{max} (Wp)	250	255	260
Leistungstoleranz (%)	0/+3	0/+3	0/+3
Spannung im MPP- U_{mp} (V)	30,3	30,5	30,6
Strom im MPP- I_{mp} (A)	8,27	8,37	8,50
Leerlaufspannung- U_{oc} (V)	38,0	38,1	38,2
Kurzschlussstrom- I_{sc} (A)	8,79	8,88	9,00
Modulwirkungsgrad- η_m (%)	15,3	15,6	15,9

STC: Strahlungsintensität 1000 W/m², Zelltemperatur 25°C, Spektrale Verteilung von AM1,5 gemäß EN 60904-3, Durchschnittliche Effizienzverringern um 4,5% bei 200 W/m² gemäß EN 60904-1.

ELEKTRISCHE DATEN @ NOCT

	TSM-250 PC05A	TSM-255 PC05A	TSM-260 PC05A
Ausgangsleistung- P_{max} (Wp)	183	186	190
Spannung im MPP- U_{mp} (V)	27,3	27,4	27,5
Strom im MPP- I_{mp} (A)	6,70	6,79	6,91
Leerlaufspannung- U_{oc} (V)	34,8	34,9	35,0
Kurzschlussstrom- I_{sc} (A)	6,99	7,11	7,20

NOCT: Parameter gemessen bei einer Modultemperatur, die bei einer Einstrahlung von 800 W/m², einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Windgeschwindigkeit von 1 m/s erreicht wird.

MECHANISCHE DATEN

Solarzellen	Multikristallin 156 x 156 mm
Zellausrichtung	60 Zellen (6 x 10)
Modulmaße	1650 x 992 x 35 mm
Gewicht	18,6 kg
Glas	Hochtransparentes Solarglas 3,2 mm
Rückseitenfolie	Weiß
Rahmen	Silber eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	IP 65 oder IP 67
Kabel	Photovoltaikkabel 4,0 mm², 1000 mm
Stecker	Original MC4

TEMPERATURWERTE

Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT)	44°C (±2K)
Temperaturkoeffizient von P_{max}	-0,41%/K
Temperaturkoeffizient von U_{oc}	-0,32%/K
Temperaturkoeffizient von I_{sc}	0,053%/K

EINSATZBEREICH

Betriebstemperatur	-40 bis +85°C
Maximale Systemspannung	1000V DC (IEC)
Maximale Absicherung	15A

GARANTIE

10 Jahre Garantie auf die Verarbeitung
25 Jahre lineare Leistungsgarantie

(Nähere Details finden Sie unter Produktgarantie)

VERPACKUNGSEINHEITEN

Module pro Karton: 29 Stk.
Module pro 40-Fuß-Container: 812 Stk.

TSM-DE_JAH_2013

Anlage E: Datenblätter Inverter

SUNGROW
www.sungrowpower.com


SG30KTL / SG 30KTL-M

Flexibel

- ✦ Leicht und handlich. Verringerte Installations- und Wartungskosten durch einfache Installation auch ohne zusätzliche Hilfsmittel
- ✦ Integrierter DC-Überspannungsschutz verringert die Gesamtsystemkosten
- ✦ DC Schalter – für eine sichere und bequeme Wartung
- ✦ Dual MPPT (SG30KTL-M)

Efficient

- ✦ Max. Wirkungsgrad 98.3%
- ✦ Großer DC Eingangsspannungsbereich, Max. 1000V

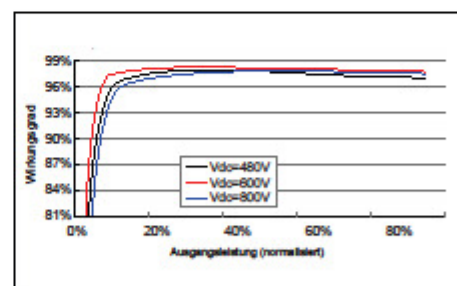
Netzkonform

- ✦ Wirkleistung stufenlos einstellbar (0~100%)
- ✦ Blindleistungsregelung mit einem Leistungsfaktor von 0.9 vorellend bis 0.9 nachellend

Zertifiziert

- ✦ TÜV, CE, DK5940, G59/2, AS4777, BDEW, VDE-AR-N-4105, CGC Zertifizierung, Übereinstimmend mit den Anforderungen des italienischen Mittelspannungsnetzes

Effizienzkennlinie

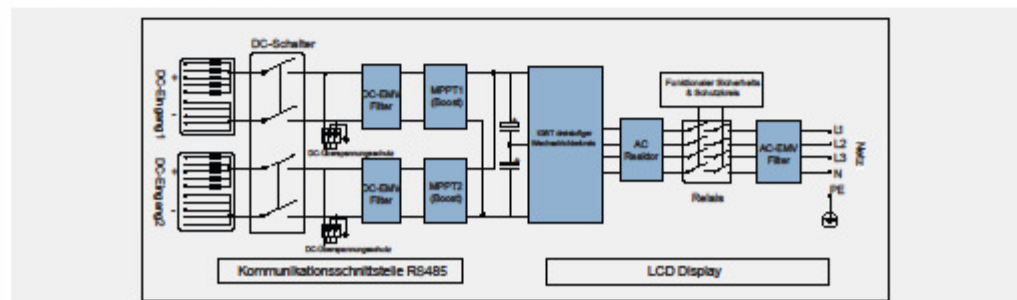


A Member of the VWS Group

Technische Merkmale:

	SG 30KTL	SG 30KTL-M
DC-Eingangsdaten		
Maximale PV-Eingangsleistung		32000W
Max. PV-Eingangsspannung		1000V
Einschaltspannung		300V
Nenn-Eingangsspannung		650V
MPP-Spannungsbereich		280~950V
MPP-Spannungsbereich bei Nennleistung		480~800V
Anzahl MPP-Tracker	1	2
Max. Anzahl PV-Strings per MPPT	10	5
Max. PV-Eingangsstrom	66A	66A (33A/33A)
Max. Strom pro Steckverbindung		10A
Kurzschlussstrom des PV-Eingangs	80A	80A (40A/40A)
AC-Ausgangsdaten		
Nenn-AC-Ausgangsleistung		30000W
Max. AC-Ausgangsscheinleistung		33120VA
Max. AC-Ausgangsstrom		48A
Nenn-AC-Spannung		3/N/PE, 230/400Vac
AC-Spannungsbereich	310 - 480Vac	(abhängig vom lokalen Netzstandard)
Nenn-Netzfrequenz		50Hz
Netzfrequenzbereich	45~55Hz	(abhängig vom lokalen Netzstandard)
THD		<3% (bei Nennleistung)
Eindringungsstrom		<0.5In
Leistungsfaktor	>0.99 @ voreingestellt bei Nennleistung, (einstellbar 0.9 voraussetzend ~0.9 nachstellend)	
Schutzeinrichtungen		
Anti-Inselbildungsschutz		Ja
LVRT		Ja
DC-Verpolungsschutz		Ja
AC-Kurzschlusschutz		Ja
Leckstromschutz		Ja
DC-Schalter		Integriert
DC-Sicherung		Integriert
Überspannungsschutz	Typ II Überspannungsschutz auf DIN Hutschiene (je MPPT)	
Systemdaten		
Max. Wirkungsgrad		98.3%
Europ. Wirkungsgrad		98.0%
Isolationsart		Transformatorlos
Schutzart		IP65 (Löffel IP55)
Leistungsbezug bei Nacht		<1W
Umgebungstemperaturbereich (Betrieb)		-25~ +60°C (>45°C derating)
Max. relative Luftfeuchtigkeit		0 - 95%, nicht kondensierend
Kühlmethode		Intelligente, erzwungene Luftkühlung
Max. Arbeitshöhe		4000m (>2000m derating)
Display		Grafisches LCD
Kommunikation		RS485 (RJ45 Stecker oder Schraubklemme)
DC-Anschluss		MC4
AC-Anschluss		Federklemme
Zertifikate	VDE0126-1-1, EN62109-1, EN62109-2, G59/2, CEI-021, AS/NZS 3100, AS4777.2, AS4777.3, VDE-AR-N-4105, BDEW, GCG Zertifikate	
Mechanische Daten		
Abmessungen (BXHXT)		634X820X257mm
Befestigungsart		Wandhalterung
Eigengewicht		65kg

Schaltungsaufbau (SG30KTL-M):




www.sungrowpower.com


SG 10KTL/SG 12KTL/SG 15KTL/SG 20KTL

Netzkonform

- LVRT
- Wirkleistung stufenlos regelbar (0 - 100%)
- Blindleistungsregelung mit Leistungsfaktor von 0,9 voreilend bis 0,9 nacheilend

Effizient

- Max. Wirkungsgrad 98,0%
- Filmkondensatoren, für hohe Systemverfügbarkeit
- Großer DC-Eingangsspannungsbereich bis max. 1000V

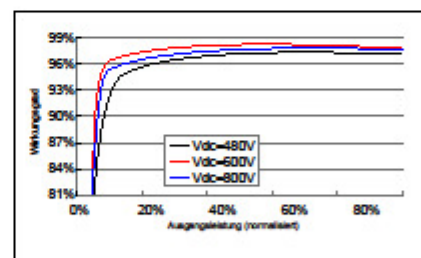
Flexibel

- Schnelle Umstellung von unabhängigem auf parallelen MPPT-Modus
- DC-Freischalter, die Grundlage für sichere und komfortable Wartungsarbeiten

Zertifiziert

- TÜV, CE, Enel-GUIDA, CGC Zertifizierung, Übereinstimmend mit BDEW und VDE AR-N 4105

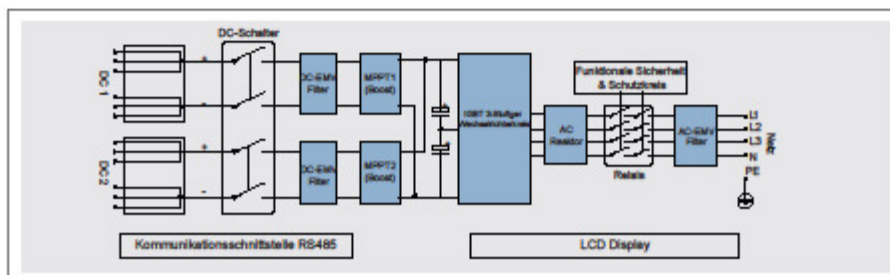
Effizienzkennlinie:



A Member of the VDE Group

Technische Merkmale:

	SG 10KTL	SG 12KTL	SG 15KTL	SG 20KTL
DC-Eingangsdaten				
Max. PV Eingangsleistung (DC1/DC2)	10800W (5400W/5400W)	12800W (6400W/6400W)	15800W (7900W/7900W)	21000W (10500W/10500W)
Max. PV Eingangsspannung		1000V		
Einschaltspannung	270V	270V	270V	300V
Nenn-Eingangsspannung		650V		
MPP-Spannungsbereich	250~950V	250~950V	250~950V	280~950V
MPP-Spannungsbereich bei Nennleistung	250~800V	330~800V	380~800V	480~800V
Anzahl MPP-Tracker		2		
Max. Anzahl PV-Strings per MPPT (DC1/DC2)		3/3		
Max. PV Eingangsstrom (DC1/DC2)	40A(20A/20A)	40A(20A/20A)	40A(20A/20A)	42A (21A/21A)
Max. Strom pro Steckverbindung		10A		
Kurzschlussstrom des PV-Eingangs (DC1/DC2)		50A(25A/25A)		
AC-Ausgangsdaten				
Nenn-AC-Ausgangsleistung	10000W	12000W	15000W	20000W
Maximale AC-Ausgangsscheinleistung	11100VA	13300VA	16700VA	22200VA
Max. Ausgangsstrom	17A	21A	25A	33A
Nenn-AC-Spannung		3/N/PE, 230/400Vac		
AC-Spannungsbereich		310 - 480Vac (abhängig vom lokalen Netzstandard)		
Nenn-Netzfrequenz		50Hz		
Netzfrequenzbereich		45-55Hz (abhängig vom lokalen Netzstandard)		
THD		<3% (bei Nennleistung)		
Eindringungsstrom		<0.5 %In		
Leistungsfaktor		>0.99 @ voreingestellt bei Nennleistung, (einstellbar 0.9 voraussetzend ~0.9 nachlassend)		
Schutzeinrichtungen				
Anti-Inselbildungsschutz		Ja		
LVRT		Ja		
DC-Verpolungsschutz		Ja		
AC-Kurzschlusschutz		Ja		
Leckstromschutz		Ja		
DC-Schalter		Integriert		
DC-Sicherung		Nein		
Überspannungsschutz		Varistoren		
Systemdaten				
Max. Wirkungsgrad		98.0%		
Europ. Wirkungsgrad	97.2%	97.2%	97.3%	97.3%
Isolationsart		Transformatorlos		
Schutzart		IP65 (Lüfter IP55)		
Leistungsbezug bei Nacht		<1W		
Umgebungstemperatur (Betrieb)		-25~60°C (>45°C derating)		
Max. relative Luftfeuchtigkeit		0 - 95%, nicht kondensierend		
Kühlmethode		Intelligente, erzwungene Luftkühlung		
Max. Arbeitshöhe		4000m (>2000m derating)		
Display		Grafisches LCD		
Kommunikation		RS485 (RJ45 Stecker)		
DC-Anschluss		MC4		
AC-Anschluss		Plug and play Anschluss (Amphenol C16_L)		
Zertifikate		EN62109-1, EN62109-2, EN61000-6-2, EN61000-6-3 VDE0126-1-1, CEI-021, C10/C11, EN50160, RD1669, IEC61727, UTE C 15-712-1, EN50438, AS/NZS3100, AS4777.2, AS4777.3, G59/2, VDE-AR-N-4105, BDEW		EN62109-1, EN62109-2, EN61000-6-2, EN61000-6-3 VDE0126-1-1, CEI-021, AS/NZS3100, AS4777.2, AS4777.3, VDE-AR-N-4105, BDEW
Mechanische Daten				
Abmessungen (BxHxT)		648x686x246mm		
Befestigungsart		Wandhalterung		
Eigengewicht	50kg	50kg	50kg	55kg



Literatur

[1]

Dotierung im zweidimensionalen Siliziumgitter mit Phosphor:

<http://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Schema_-_n-dotiertes_Silizium.svg>,

Urheber: Markus A. Henning, Upload am 11.01.2009, verfügbar am 15.02.2014

[2]

Dotierung im zweidimensionalen Siliziumgitter mit Phosphor:

<http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Schema_-_p-dotiertes_Silizium.svg>,

Urheber: Markus A. Henning, Upload am 11.01.2009, verfügbar am 15.02.2014

[3]

Pn-Übergang ohne angelegte Spannung

<<http://elektroniktutor.de/grundlagen/halbltr.html>>, Detlef Mietke, verfügbar am 21.02.2014

[4]

Prinzip Solarzelle:

<<http://www.aees-solar.de/index.php/funktionsprinzip.html>>, verfügbar am 21.02.2014

[5]

Sonne Strahlungsintensitaet:

<http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Sonne_Strahlungsintensitaet.svg>,
verfügbar am 24.02.2014

[6]

Häckl, 1990, S. 133.

[7]

Mittlere jährliche Summe der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche:

<<http://www.zamg.at>>, verfügbar am 29.02.2014

[8]

Jahreszeitenschema, Übersicht über die Referenzlinien der Erdbahn:

<http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Jahreszeiten99_DE2.jpg>, Horst Frank
2003, verfügbar am 01.02.2014

[9]

Exposition der Erdoberfläche zur Sonne und Ausbildung der Jahreszeiten:
Bras, 1990, S. 25

[10]

Globale Strahlungsbilanz:
Schneider, in Trenberth; Hrsg: 1992, S. 11

[11]

<https://iwhw.boku.ac.at/gewaesserkunde_alt/html/Kapitel1.html>, verfügbar am
05.03.2014

[12]

Energiebilanzen und Verbräuche der KNAPP AG:
Internes Dokument der Fa. KNAPP, Ersteller: Sattler Consulting

[13]

Nachführbare PV-Anlage auf der Freifläche:
<<http://www.dnt-solar.com/aktuelles.html>>, verfügbar am 10.03.2014

[14]

Bestimmung der Besonnung und Verschattung:
<<http://www.samos-ev.de/Fotovoltaik/Planung>>, verfügbar am 03.03.2014

[15]

Standortwahl - Geographische Lage/Neigungswinkel des Daches:
< <http://www.salwa.de/photovoltaik/photovoltaik8.htm>>, verfügbar am
05.03.2014

[16]

R3 – PV - 1:
Lehrunterlagen Energietechnik 2013, Ersteller: Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich dir vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Mitterdorf an der Raab, 27.08.2014